

Санкт-Петербургский государственный университет

ЧЕРУШНИКОВА Анна Сергеевна

Выпускная квалификационная работа

Гидрогеологическое обоснование закачки попутно-добываемых вод в глубокие горизонты (на примере месторождений группы А)

Уровень образования: *бакалавриат*

Направление *21.03.01 «Нефтегазовое дело»*

Основная образовательная программа *СВ.5077.2016 «Нефтегазовое дело»*

Научный руководитель: доцент кафедры геологии месторождений полезных ископаемых,
канд. техн. наук,
Лушпеев Владимир Александрович

Рецензент: ген. директор ООО
«Тюменская проектная компания»,
Антипин Михаил Александрович

Консультант: ст. науч. сотр. ООО
«Геологический центр СПбГУ»,
к.г.-м.н.,
Семенчук Александр Владимирович

Санкт-Петербург

2020

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа на тему «Гидрогеологическое обоснование закачки попутно-добываемых вод в глубокие горизонты (на примере месторождений группы А)» посвящена выбору объекта, пригодного для размещения попутно-добываемых вод, и определению оптимального сценария распределения расходов между скважинами.

Работа основана на данных, предоставленных в ходе прохождения производственной практики в ООО «Геологический центр СПбГУ».

В процессе работы выполнена интерпретация данных гидродинамических исследований в скважинах, по которым получены фильтрационные параметры. После обработки результатов пробных закачек получены параметры приемистости скважин. На основе математической модели, рассмотрены 3 сценария распределения расхода проектного объема попутно-добываемых вод между скважинами.

Объем работы: стр. 54, рис.17, табл. 10, прил. 11.

Ключевые слова: утилизация попутно-добываемых вод, размещение подтоварных вод, гидродинамические исследования, распределение расходов.

The bachelor's thesis “Hydrogeological substantiation of produced water injection into deep horizons (on example of the group A deposits)” is devoted to the selection of geological feature for disposal of produced water. Also in the work, a variant of the distribution of flows between wells was found.

During the work, the interpretation of the dynamic well test data is performed. Based on these data, filtration characteristics were obtained. According to the results of test injections, parameters of injection capacity were obtained.

Based on the mathematical model, 3 variants of the distribution of flows of the planning volume of produced water between the wells are considered.

Scope of work: p. 54, pic. 17, tab. 10 adj. 11.

Key words: disposal of produced water, dynamic well test, distribution of flows.

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	2
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК	7
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА	9
2.1 История геологической изученности района исследований.....	9
2.2 Стратиграфия.....	11
2.3 Тектоника.....	16
2.4 История геологического развития	17
2.5 Нефтегазоносность.....	19
2.6 Гидрогеологические условия	20
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ...	25
3.1 Краткая характеристика проведенных гидродинамических исследований	27
в скважинах.....	27
3.2 Методы интерпретации выполненных исследований, расчетные формулы и обоснование их применения	33
3.3 Обоснование параметров приемистости поглощающих скважин	37
4. СХЕМАТИЗАЦИЯ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ РАСЧЕТОВ	41
4.1 Характеристика программного продукта	41
4.2 Схематизация природных гидрогеологических условий	41
4.3 Преобразование природной гидрогеологической модели в геофильтрационную и геомиграционную.....	44
4.4 Обоснование параметрической базы математической модели	45
4.5 Прогнозные гидрогеологические расчеты.....	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	53
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	55
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	56
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	57
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	58
ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ 7.....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ 8.....	84
ПРИЛОЖЕНИЕ 9.....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ 10.....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ 11.....	102

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

ГИС – геофизические исследования в скважинах;

ИКТ – импульсно-кодовое гидропрослушивание (подробнее в главе 3.1);

КПД – метод снятия кривой падения давления (подробнее в главе 3.1);

МУЗ – метод установившихся закачек (подробнее в главе 3.1);

НГП – нефтегазоносная провинция;

НГК – нефтегазоносный комплекс;

НГО – нефтегазоносная область;

ПДВ – попутно-добываемые воды, т.е. воды, из подземных пластов, которые поступают на поверхность в процессе добычи нефти и газа;

ППД – система поддержания пластового давления, применяется для увеличения коэффициента извлечения и скорости разработки углеводородного сырья;

Общепринятые сокращения:

прил. (adj.)	приложения
рис. (pic.)	рисунки
стр. (p.)	страницы
табл. (tab)	таблицы

ПРПДВ – подземное размещение попутно-добываемых вод;

РТ – Республика Татарстан;

РФ – Российская Федерация;

ТРИЗ – трудно извлекаемые запасы;

УВ – углеводороды (органические соединения, состоящие из атомов углерода и водорода, в частности нефть, природный газ, конденсат);

ЮТС (ТС) – Южно-Татарский свод (Татарский свод, тектоническая структура в пределах Волго-Уральского НГБ);

SAGD – технология парогравитационного воздействия на пласт, содержащий тяжелые углеводороды. Основана на нагнетании пара с помощью двух горизонтальных нагнетательных скважин.

ВВЕДЕНИЕ

Вопросы утилизации попутно-добываемой воды приходится решать на всех этапах разработки месторождения. Однако на последних стадиях разработки он стоит особо остро, так как объем добываемой воды может достигать 90% от продукции скважин [10]. На рассматриваемой группе месторождений для разработки битумов применяют технологию SAGD, что также увеличивает обводненность нефтяной продукции.

В связи с вводом в разработку новых объектов, существующая система ППД оказалась неспособна принять увеличенный объем жидкости. Обратную закачку извлекаемой при добыче углеводородов воды широко применяют как природоохранное мероприятие, потому что существующие сегодня поверхностные способы хранения (экранированные накопители) и методы переработки сточных вод не обеспечивают необходимую защиту окружающей среды. ПРПДВ позволяет минимизировать риски загрязнения земной поверхности и исключает сброс промышленных вод в открытые водоемы [13, 14, 15].

Цель работы: провести схематизацию природных условий целевого объекта ПРПДВ и выбрать оптимальный вариант закачки необходимого объема жидкости сроком на 20 лет при помощи численной геофильтрационной и геомиграционной модели.

Задачи:

1. Систематизировать и описать геологические и гидрогеологические данные по рассматриваемой группе месторождений, а также историю геологического развития и изучения ЮТС;
2. Переинтерпретировать геомиграционные и фильтрационные параметры, полученные в ходе полевых работ на основе гидродинамических исследований (в частности: обработка данных закачек методом МУЗ, результатов КПД и гидропрослушивания);
3. Определить параметры приемистости скважин, используя данные МУЗ;
4. Обосновать выбор целевого объекта для размещения ПДВ и выполнить схематизацию природных условий;
5. Обосновать предельные величины устьевого и забойного давлений;

6. Выбрать оптимальный вариант системы закачки ПДВ, используя численную геофильтрационную и геомиграционную модель.

Объектом данного исследования является группа из 4-х месторождений, относящихся к 3-м лицензионным участкам (далее: участок №1, участок №2 и участок №3), расположенных на юго-востоке Республики Татарстан, и относящихся к Волго-Уральской НГП.

В качестве фактического материала использовались литературные источники и данные, полученные в ходе прохождения производственной практики в ООО «Геологический центр СПбГУ»:

- Проектная документация на выполнение работ по объекту «Геологическое изучение недр с целью поиска и оценки пластов-коллекторов для подземного размещения попутно-добываемых вод, образующихся при добыче сверхвязких нефтей на территории...», авторы - Гатиятуллин Р.Н., Войтович С.Е. [13, 14, 15];
- Численная геофильтрационная и геомиграционная модель рассматриваемой группы месторождений, авторы - Филин Р.А, Коносавский П.К. [16].

Сама работа состоит двух частей, имеет введение, заключение и аннотацию. В первой части описаны положение, история развития и изучения, геологические и гидрологические условия рассматриваемой территории (главы 1-2). Во второй части выполнена интерпретация гидродинамических исследований, схематизация природных условий, подбор оптимальной системы закачки ПДВ и приведены прогнозные гидрогеологические расчеты (главы 3-4).

Выражаю благодарность Семенчуку А.В., Филину Р.А., Лушпееву В.А. за помощь в написании работы, а также всему коллективу ООО «Геологический центр СПбГУ» за предоставленные материалы и программное обеспечение.

1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Рассматриваемые в данной работе месторождения находятся на юго-востоке Республики Татарстан, в хорошо развитых административных районах, на которые приходится около 40% промышленного производства республики. Добывающие районы привязаны к нефтепроводам [8]. В административных центрах находятся крупные железнодорожные узлы. Районы специализируются на добыче и переработке нефти, а также на сельском хозяйстве.

Территория расположена на востоке Восточно-Европейской равнины, в физико-географическом районе, называемом Закамье. Месторождения находятся на северо-западных отрогах Бугульминско-Белебеевской возвышенности. Рельеф в основном денудационный. Развита эрозионная овражно-балочная сеть. Высота рельефа 200-300 м над уровнем моря [6].

Реки приурочены к бассейну Волги, месторождения находятся в долине реки Шешма, притока Камы (Рисунок 1.1). Река Шешма извилистая, равнинная, со спокойным течением. Образует сеть оврагов и балок. Питание преимущественно снеговое [6].

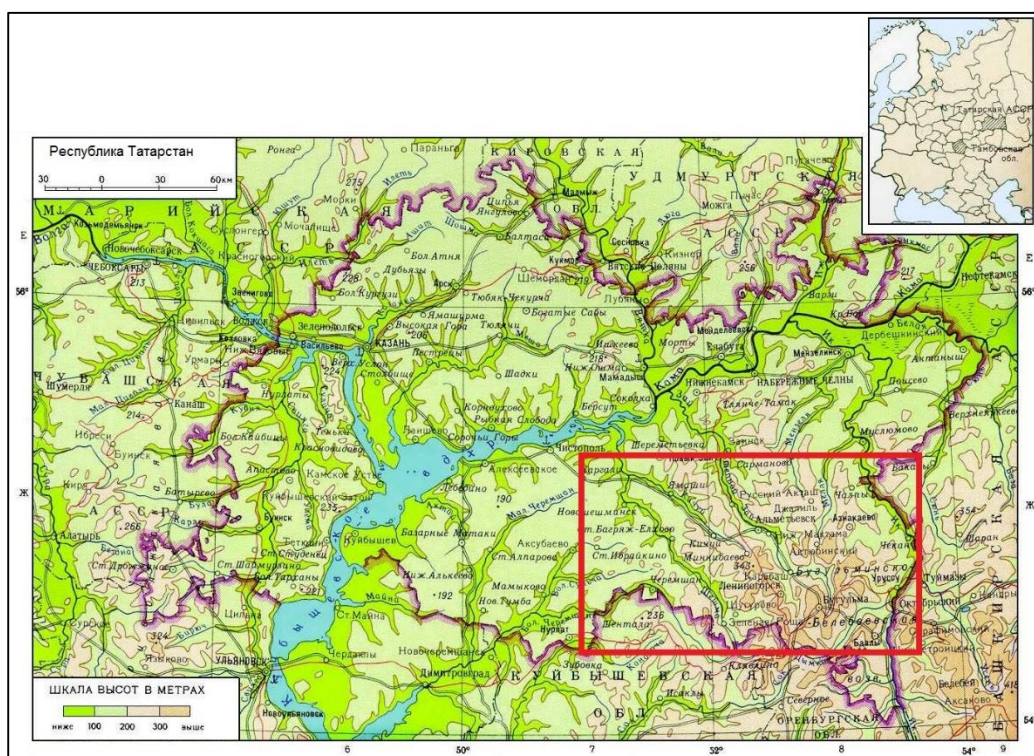


Рисунок 1.1 Физико-географическая схема района работ [11]

Климат умеренно-континентальный средних широт, с теплым летом и умеренно-холодной зимой. Средние температуры января -13°C , июля – до $19,6^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 460-540 мм, максимум приходится на теплый сезон. Снежный покров устанавливается к середине ноября и сохраняется 140-150 дней. Высота снежного покрова 45-55 см [6].

Природная зона - лесостепь, почвенный покров представлен выщелоченными черноземами. Произрастают вторичные березовые и осиновые леса, распространены луга. В животном мире встречаются представители как лесной, так и степной зоны [6].

Экологические проблемы в первую очередь связаны с нефтяной промышленностью и сельским хозяйством. Природные ландшафты полностью заменили природно-антропогенные и антропогенные. В поверхностных водах превышены содержания сульфатов и хлоридов. Почвы подвержены не только загрязнению, но и смыву в результате овражно-балочной эрозии [7].

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА

2.1 История геологической изученности района исследований

Изучение Волго-Уральской НГП можно разделить на четыре этапа (Таблица 1). На первом этапе (конец XIX века – 20-е года XX века) были выявлены основные черты геологического строения, которые описаны в работах Н.А. Головкинского, А.А. Штукенберга и др. На втором этапе (30-е – середина 40-х годов XX века) подробно изучено строение девонских и каменноугольных отложений, сформирована концепция их нефтеносности. С середины 40-х по начало 70-х годов можно выделить третий этап исследований, когда был подробно изучен разрез осадочного чехла и исследованы залежи сверхвязких нефтей, месторождения которых также активно разрабатывались. Четвертый этап, который продолжается в наше время, характеризуется детальным изучением месторождений, так как запасы провинции сильно выработаны, и основные силы геологов направлены на применение методов интенсификации и природоохранные мероприятия [2].

Геологическая изученность территории. Таблица 1

Год	Автор (руководитель)	Вид работы	Масштаб	Описание
1866-1917	Головкинский Н.А., Кротов П.И., Нечаев А.В., Ноинский М.Э., Штукенберг А.А.	комплексное изучение стратиграфических разрезов	-	Изучение отложений пермской системы
1933-1939	Тихвинская Е.И., Бутров В.М., Жузе Г.М., Мельников А.М.	Структурно-геологическая съемка	-	Подготовка первоочередных нефтепоисковых площадей
1940	Антропов И.А, Богородская А.К. и др.	Структурно-геологическая съемка, структурное бурение	-	Обработка поступающего фактического материала в Центральной научно-исследовательской лаборатории (ЦНИЛ)
1951-1994	Назаров Н.И., Орлов Н.Г., Салимжанова Р.Ш. и др.	Структурное бурение	-	Изучены литология и стратиграфия пермской, каменноугольной и девонской систем. Выявлены перспективные структуры на нефть.

1950-1993	-	Глубокое поисково-оценочное бурение	-	Выявлены залежи нефти в каменноугольных и девонских отложениях, открыт ряд месторождений.
1970-е	Петров Г.А., Матросов В.М., и др.	Специальные работы на битум	-	Выявлены залежи битумов.
1960-1974	-	Аэромагнитные исследования	1:100000 1: 200000	Установлено блоковое строение фундамента, выявленные перспективные структуры на нефть и газ.
1950-1951	Фотиади Э.Э., Петрова Е.М.	Наземные магниторазведочные работы	-	Выделение глубинных разломов, уточнение структурного плана по кристаллическому фундаменту.
1961 - 1967	Андреев В.Б., Степанов В.П., и др.	Гравиметрическая съемка	-	Уточнено тектоническое строение района и составлены карты поверхности фундамента.
1967-1970	Гилетин А.М., Медведкова Н.П.	Гидрогеологическая съемка	1:200 000	-
1977-1983	Абдуллин Н.Г., Агафонов К.Е., Ахияров В.Х, Беспалов Д.Ф. и др.	-	-	Использование методов акустического и нейтронного каротажа
1978-2011	Новиков В.Н., Чередов В.Н., и др.	Сейсморазведка	-	Выявлены потенциальные нефтегазоносные локальные поднятия.
1990-1995	ОАО «Татнефть»	Эколого-гидрогеологическая съемка	1:200000	Дана гидрогеологическая характеристика подземных вод в отложениях от архея до четвертичного возраста. Дано гидрогеологическое расчленение разреза.
1991	Митрофанова Н.Ф., Кавин А.В.	Электроразведка	1:50000 1:200000	Отстроены структурные карты по кровле опорных горизонтов.
1995	Дятлова В.К.	Гидрогеологическая съемка	-	-
1993-2002	ОАО «Татнефть»	Гидрогеологическая съемка	1:500000	Произведена оценка обеспеченности населения ресурсами подземных вод.
2001-2003	ОАО «Татнефть»	Опыт эксплуатации водоносных комплексов как объектов размещения ПДВ	-	Произведена работа по гидрогеологическому обоснованию закачки ПДВ в высокопроницаемые зоны
2010	ОАО «Татнефть»	Опыт эксплуатации водоносных комплексов как объектов размещения ПДВ	-	Эксплуатационный объект – терригенная толща среднего девона

2012	ОАО «Татнефть»	Опыт эксплуатации водоносных комплексов как объектов размещения ПДВ	-	Эксплуатационный объект – ардатовский горизонт
2015-2018	АМК «Аммоний»	Закачка стоков на участке №2	-	-

2.2 Стратиграфия

Рассматриваемые участки принадлежат Волго-Уральской НГП и расположены в пределах Южно-Татарского свода. Особенностью строения данной структуры является полное отсутствие мезозойских и палеозойских отложений. Сводная стратиграфическая колонка представлена в Приложении 1.

АРХЕЙ (AR)

Кристаллический фундамент состоит из метаморфизованных и интрузивных пород, представленных биотитовыми и роговообманковыми плагиогнейсами, гиперстеновыми и двухпироксеновыми гнейсами, биотит-амфиболами и биотит-гранитовыми высоко-глиноземистыми гнейсами, амфиболитами, габбро- и габброноритами. Вскрытая мощность архейского фундамента от 4 до 28 м. Кристаллические породы перекрыты элювием мощностью от 2 до 9 м [13]. Породы фундамента подвержены региональному метаморфизму, проявившемуся в амфиболитовой и гранулитовой фациях [14].

ПАЛЕОЗОЙ (PZ)

ДЕВОНСКАЯ СИСТЕМА (D)

Средний отдел (D₂)

Живетский ярус (D_{2zv})

Воробьевский горизонт (D_{2vb}) залегает с размывом, представлен переслаиванием песчаников кварцевых, мелкозернистых с аргиллитами и алевролитами. Мощность от 3 до 22 м [13,14,15].

Ардатовский горизонт (D_{2ar}) сложен песчаниками плотными, светло-серыми, мелкозернистыми, кварцевыми с прослоями известняка серого; аргиллитами и алевролитами. Мощность от 10 до 46 м [13,14,15].

Муллинский (D_{2ml}) представлен переслаиванием песчаников светло-серых мелкозернистых и аргиллитов темно-серых с включениями прослоев известняков. Мощность от 7,6 до 26 м [13,14,15].

Верхний отдел (D_3)

Франский ярус (D_{3fr})

Пашийский горизонт ($D_{3p\check{s}}$) залегает согласно. Сложен переслаиванием песчаников серых, тонкозернистых, кварцевых, аргиллитов и алевролитов серых сильно глинистых, уплотненных. Мощность от 3 до 35 м [13,14,15].

Тиманский (кыновский) горизонт (D_{3tm}) не выдержан по площади. Представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и известняков. Мощность от 16 до 37 м [13,14,15].

Саргаевский горизонт (D_{3sr}) залегает согласно. Сложен переслаиванием аргиллитов темно-серых, оскольчатых, горизонтально наслоенных, с отпечатками фауны; известняков слабо битуминозных, и аргиллитов. Мощность от 13 до 23 м [13,14,15].

Доманиковский (семилукский) горизонт (D_{3dm}) сложен толщей известняков темно-серых, в различной степени битуминозных с прослоями мергелей и глин. Мощность от 23 до 48 м [13,14,15].

Мендымский горизонт (D_{3mn}) представлен известняками серыми доломитизированными битуминозными, с прослоями мергелей и алевролитов. Мощность от 22 до 69 м [13,14,15].

Воронежский горизонт (D_{3vr}) сложен известняками светло-серыми, коричнево-серыми. Мощность горизонта изменяется от 32 до 77 м [13,14,15].

Евлановский горизонт (D_{3ev}) представлен известняками светло-серыми, тонкокристаллическими, трещиноватыми. Мощность от 32 до 127 м [13,14,15].

Фаменский ярус (D_{3fm})

Задонско-елецкие горизонты (D_{3zd-el}) представлены известняками и доломитами серыми, кристаллическими, мелко кавернозными, плотными, с прослоями мергелей. Мощность от 72 до 207 м [13,14,15].

Лебедянско-данковские горизонты (D_{3lb-dn}) сложены доломитами светло-серыми, кристаллическими с прослоями известняков. Мощность от 61 до 97 м [13,14,15].

Озерско-зиганские горизонты (*D_{3oz-zg}*) распространены повсеместно, представлены доломитами мелкокристаллическими, плотными с прослоями известняков. Мощность от 48 до 85 м [13,14,15].

КАМЕННОУГОЛЬНАЯ СИСТЕМА (C)

Нижний отдел (*C₁*)

Турнейский ярус (*C_{1t}*) сложен известняками серыми глинистыми битуминозными с прослоями доломитов, аргиллитов. Мощность от 31 до 55 м [13,14,15].

Визейский ярус (*C_{1v}*)

Косьвинский горизонт (*C_{1ks}*) представлен алевролитами темно-серыми, плотными и аргиллитами. Содержит прослойки и линзы песчаников светло- и темно-серых. Мощность горизонта от 0,2 до 9 м [13,14,15].

Радаевский горизонт (*C_{1rd}*) представлен темно-серыми алевритистыми аргиллитами и глинистыми алевролитами, с прослоями песчаников черных и темно-серых, мелкозернистых кварцевых. Мощность от 0 до 15 м [13,14,15].

Бобриковский горизонт (*C_{1bb}*) залегает с размывом на нижележащих образованиях. Представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Мощность от 1 до 18 м [13,14,15].

Тульский горизонт (*C_{1tl}*) представлен известняками, аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Мощность от 7 до 24 м [13,14,15].

Алексинский горизонт (*C_{1al}*) представлен известняками темно-коричневыми, неравномерно глинистыми, микрозернистыми с прослоями доломитов. Мощность от 19 до 26 м [13,14,15].

Михайловский и веневский горизонты (*C_{1mh-vn}*) представлены известняками желтовато-светло-серыми с прослоями доломитов. Мощность от 118 до 152 м [13,14,15].

Серпуховский ярус (*C_{1s}*)

Отложения не расчленены. Сложен известняками светло-серыми, мелкозернистыми и органогенно-обломочными, и доломитами. Мощность от 76 до 103 м [13,14,15].

Средний отдел (*C₂*)

Башкирский ярус (*C_{2b}*) согласно залегает на серпуховских отложениях. Представлен переслаиванием известняков нефтенасыщенных и аргиллитов. Мощность от 13 до 37 м [13,14,15].

Московский ярус (C_2m)

Верейский горизонт (C_{2vr}) залегает согласно. Делится на две пачки: нижнюю – карбонатную, и верхнюю – терригенную. Карбонатная пачка сложена известняками серыми, кристаллическими, пропитанными нефтью. Терригенная пачка представлена переслаиванием аргиллитов зеленовато-серых, тонкослоистых и алевролитов, с тонкими прослоями глинистых карбонатных пород. Мощность от 40 до 77 м [13,14,15].

Каширский горизонт ($C_2kš$) залегает согласно. Сложен известняками светло-серыми с прослоями доломитов и мергелей, местами пропитанных нефтью. Мощность от 59 до 78 м [13,14,15].

Подольский горизонт (C_2pd) залегает согласно. Представлен известняками серыми и светло-серыми, органогенно-обломочными с прослоями доломитов. Мощность от 97 до 115 м [13,14,15].

Мячковский горизонт ($C_2mč$) залегает согласно, представлен доломитами серыми, тонкозернистыми, плотными с включениями ангидритов. Мощность от 98 до 123 м [13,14,15].

Верхний отдел (C_3)

Представлен переслаиванием известняков органогенно-детритовых серых перекристаллизованных и доломитов серых тонкозернистых плотных сильно загипсованных. Мощность от 175 до 220 м [13,14,15].

ПЕРМСКАЯ СИСТЕМА (P)

Нижний отдел (P_1)

Ассельский ярус (P_{1a}) залегает с размывом. Представлен в основном доломитами, в значительной степени известняками светло-серыми, пористыми, окремненными, в верхних слоях гипсами и ангидритами. Мощность от 49 до 61 м [13,14,15].

Сакмарский ярус (P_{1s})

Тастубский горизонт (P_{1ts}) залегает согласно, сложен доломитами серыми, светло-серыми до белых с прослоями сульфатов и известняков серых, доломитизированных. Мощность от 20 до 100 м [13,14,15].

Стерлитамакский горизонт (P_{1st}) залегает согласно, сложен известняками серыми, коричневато-серыми, прослоями доломитизированными и доломитами светло-коричневыми, мелкозернистыми, загипсованными. Также в разрезе присутствуют гипсы и ангидриты. Мощность от 20 до 90 м [13,14,15].

Уфимский ярус (P_{1u})

Шешминский горизонт ($P_{1\check{s}\check{s}}$) отложения залегают с размывом, сложен преимущественно коричневато-красными аргиллитоподобными глинами, часто алевротитыми, песчанистыми. Алевролитами косо- и горизонтально-слоистыми, а также песчаниками коричневыми и коричневато-серыми, преимущественно мелкозернистыми кварцевыми. В качестве линзовидных прослоев встречаются известняки. Мощность от 30 до 90 м [13,14,15].

Средний отдел (P_2)

Казанский ярус (P_2kz)

Нижнеказанский подъярус (P_2kz_1)

Байтуганская толща - $P_2kz_1^1$ представлена известняками серыми, темно-серыми, пелитоморфными, микрозернистыми; глинами; алевролитами серыми, известковистыми, горизонтально-слоистыми. Мощность от 13 до 26 м [13,14,15].

Камышинская толща - $P_2kz_1^2$ Нижняя пачка сложена глинами серыми, известковистыми, слоистыми, мергелями, алевролитами, песчаниками серыми. Верхняя пачка представлена известняками и доломитами серыми глинистыми. Мощность от 35 до 42 м [13,14,15].

Барбашинская толща - $P_2kz_1^3$ в нижней части представлена глинами, алевролитами серыми, слоистыми, с прослоями песчаников серых разнозернистых пористых, известняков и доломитов. Мощность от 13 до 39 м [13,14,15].

Верхнеказанский подъярус (P_2kz_2)

Представлен красноцветными терригенными и карбонатными породами: глинами, алевролитами, песчаниками, известняками, мергелями, реже доломитами. Породы ритмично чередуются. Мощность от 13 до 100 м [13,14,15].

Уржумский ярус (P_{2ur})

В основании – песчаники преимущественно буровато-коричневые мелкозернистые, залегают линзовидно. Средняя часть – глинисто-алевролитовая пачка, в верхней части – известняки серые, преимущественно водорослевые, кавернозные. Мощность до 44 м [13,14,15].

КАЙНОЗОЙ (KZ)

НЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА (N)

Верхний отдел (плиоцен) (N_2)

Отложения залегают с размывом. Большая часть разреза сложена глинами коричневато-серыми, желтовато-коричневыми, известковистыми, с прослоями песков. Мощность от 93 до 113 м [13,14,15].

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА (Q)

Представлена аллювиальными, делювиально-коллювиально-пролювиальными суглинками желтовато-коричневыми. Мощность от 1 до 10 м [13,14,15].

2.3 Тектоника

Согласно тектоническому районированию, рассматриваемая территория относится к Восточно-Европейской платформе (центральная часть Волго-Уральской антиклизы) и расположена на западном склоне ЮТС (Рисунок 2.1) [12].

ТС имеет двухуровневое строение и состоит из кристаллического фундамента, который образует купол и является частью Татарского мегаблока. Здесь фундамент располагается на глубине 1,5-1,65 км и погружается до 1,95 км. В фундаменте отчетливо выделяются субмеридианальные разломы, которые являются зонами повышенной трещиноватости [7].

Переходной зоной является древний элювий, на котором расположен осадочный чехол, мощностью до 9 км, в котором можно выделить два структурных этажа. Первый этаж – терригенный девонский комплекс, который вместе с фундаментом представляет собой ступенчато погружающуюся моноклинал. Второй этаж – карбонатный карбон-кайнозойский комплекс. Осадочный чехол формировался в зоне активных континентальных окраин.

Участки работ №1 и №3 расположены в пределах Уратьминско-Черемшанского вала – это субмеридианальная структура II порядка, для которой характерна вертикальная структурно-тектоническая неоднородность, дезъюнктивно-блоковая структура фундамента и субмеридианальная ориентировка тектонических элементов. Данная структура тектоно-седиментационного генетического типа, с преобладанием седиментационного фактора [13,14,15].

Участок работ №2 расположен в пределах Акташско-Новоелховского блока – это структурно-приподнятая зона II порядка, которая представляет собой аллохтонную структуру с седиментационным генетическим типом [14].

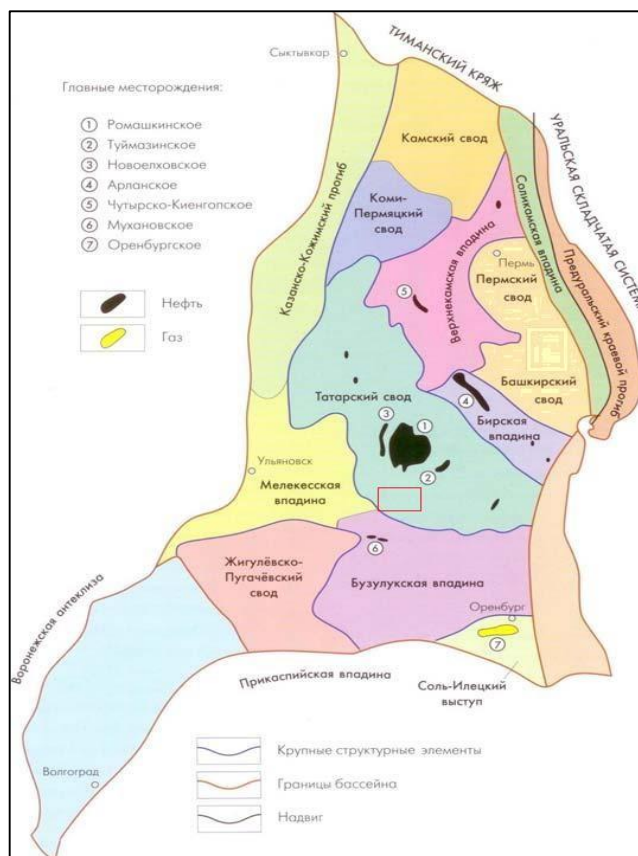


Рисунок 2.1 Обзорная тектоническая карта Волго-Уральской НГП с указанием участка работ [5]

В Приложении 2 представлены схематические геологические профили продуктивных горизонтов рассматриваемых месторождений. В Приложении 3 – сейсмогеологический разрез поперек ЮТС.

Магматические образования на территории месторождения не выявлены.

2.4 История геологического развития

Формирование осадочного чехла на территории ЮТС началось с вендского времени. Всего на данной территории можно выделить 4 крупных тектонических цикла: байкальский (район затронул только завершающий этап), каледонский, герцинский и альпийский [3].

Байкальский цикл: первые осадочные отложения – древняя кора выветривания (элювий) датируются рифейско-вендским возрастом. В это время начинает формироваться Волго-Уральская антиклиз, происходит активное поднятие Волго-Уральского кристаллического щита [3].

Каледонский цикл: продолжается поднятие Волго-Уральской антиклизы. До среднего девона территория развивалась как часть материка, где происходили процессы эрозии рифейских и вендских отложений [3].

Герцинский цикл: в этот период на рассматриваемой территории сформировался мощный палеозойский осадочный чехол. По интенсивности тектонических процессов герцинский цикл подразделяется на 4 седиментационно-тектонических этапа, соответствующих формированию структурно-тектонических этажей: эйфельско-семилукский, речицко-тульский, окско-нижнепермский и верхнепермский. В течении каждого этапа происходила смена режимов тектонических движений и условий осадконакопления [3].

К началу среднедевонской трансгрессии территория представляла собой часть крупного пологого континента. Море наступало со стороны Урала на запад и со стороны Прикаспийской впадины на север. Пик трансгрессии приходится на ардатовское время. Море покрывало большую часть ЮТС, Северо-Татарский палеосвод был источником сноса материала. Происходило накопление терригенных преимущественно мелководно-морских осадков [1]. Саргаевская трансгрессия обусловила широкое распространение карбонатных и глинисто-карбонатных пород. Это связано с изменением режима открытого морского бассейна до восстановительных условий. Максимум трансгрессии приходится на доманиковское время, когда начинают формироваться региональные сводовые поднятия. На территории ЮТС накапливается чередование высокоуглеродистых «доманиковых» отложений и светлых известняков с фауной открытого моря. Постепенно территория переходит во внутренний бассейн [3]. В медымское время территория снова переходит в зону открытого бассейна. Глубоководные условия сменяются на условия мелководного шельфа. Суша сохраняется на вершине Северо-Татарского свода и восточного склона Токмовского свода [1].

Речицко-Тульский этап характеризуется опусканием кристаллического фундамента. Территория ЮТС развивается в умеренно-глубоководной зоне, постепенно переходящей в мелководную, где формируется цепочка биогермных построек. Как самостоятельная структура ЮТС по-прежнему не проявляется. Накапливаются преимущественно терригенные осадки [1].

Окско-нижнепермский этап характеризуется новым трансгрессивно-регрессивным циклом. Продолжается устойчивое прогибание территории, изменение режима бассейна приводит к накоплению карбонатных отложений. В башкирский век впервые начинают проявляться контуры вершины ЮТС [1].

Позднепермско-мезозойский этап: в сакмарский век происходит обмеление и засоление морского бассейна. В это время накапливаются как карбонатные, так и сульфатные осадки, что свидетельствует о региональном подъеме территории [1].

В дальнейшем рассматриваемая территория развивается в континентальных условиях. Происходит эрозия ранее отложенного осадочного чехла [1].

2.5 Нефтегазоносность

В данной работе рассмотрены 4 нефтяных месторождения. Территория относится к Южно-Татарской НГО Волго-Уральской НГП [12].

Волго-Уральская НГП относится к группе нефтегазоносных провинций древних платформ. Здесь на докембрийском фундаменте расположен рифей-палеозойский осадочный чехол мощностью до 9 км. Нефтеносные горизонты залегают на глубине 1,5-2,5 км [4].

Рассматриваемые месторождения относятся к нефтяным, мелким, сложным по строению и находятся на заключительной стадии разработки. Залежи пластово-сводовые и массивные [2].

На рассматриваемых месторождениях можно выделить следующие НГК [2]:

1) Девонский терригенный комплекс включает пашийский и тиманский горизонты. Пашийский горизонт представлен песчано-алевролитовыми породами с водонасыщенной и нефтенасыщенной толщами мощностью до 1 м. Среднее значение пористости 22,6%, проницаемости 839×10^3 мкм². Тиманский горизонт представлен несколькими песчано-алевролитовыми толщами мощностью от 0,8 до 3,6 м. Пористость 22,6%, проницаемость $368,7 \times 10^3$. Флюидоупор – глины саргаевского горизонта. Промышленной нефтеносности не имеет.

2) Девонский карбонатный комплекс характеризуется невыдержанностью коллекторских свойств, литологической неоднородностью. Более пористая часть сложена известняками, менее пористая – мергелями. Региональной покрывкой являются аргиллиты нижней части визейского и верхней части турнейского ярусов. Промышленной нефтеносности не имеет.

3) Нижнекаменноугольный комплекс на месторождениях представлен промышленно-нефтеносными известняками турнейского возраста. Пористость 12,9%, проницаемость $12,1 \times 10^3$ мкм². Региональная покрывка – глины тульского горизонта.

4) Среднекаменноугольный НГК на месторождениях представлен промышленно-нефтеносными карбонатными и терригенными (малая мощность) отложениями верейского горизонта. Пористость от 8,4 до 24,1%. Для карбонатных коллекторов $394,9 \times 10^3$ мкм², для терригенных $379,6 \times 10^3$. Покрышка – прослой глин и глинистых известняков.

5) Уфимский НГК сложен промышленно-нефтеносными песчано-алевритовыми породами, которые содержат залежи тяжелой сверхвязкой нефти.

Нефти месторождений тяжелые, сернистые, парафинистые, маловязкие – в отложениях девона, высоковязкие – в отложениях карбона [2].

Запасы нефти месторождения №1 были оценены по категориям В, С₁ и С₂ в 70 тыс. т. Разработка всех залежей ведется с применением ППД. Система заводнения комбинированная, сочетающая законтурное, приконтурное и очаговое. Для закачки на месторождении используются собственные попутно добываемые воды. Запасы месторождений № 2, №3 и №4 были оценены по категориям С₁ и С₂ [2].

2.6 Гидрогеологические условия

Участок работ приурочен к Волго-Сурскому артезианскому бассейну. В пределах рассматриваемого разреза можно выделить три гидродинамические зоны [13,14,15].

Верхняя – свободного водообмена. К ней относятся водоносные горизонты верхне-и нижнепермских отложений. В пределах ЮТС воды пресные, гидрокарбонатные и солоноватые сульфатные с минерализацией до 2-2,5 г/л. Мощность 250-300 м, обусловлена величиной эрозионного вреза.

Средняя – замедленного водообмена. К ней относятся воды от тастубского водоупора до регионально выдержанного водоупора в верейском горизонте среднего карбона. Воды солоноватые сульфатные с минерализацией до 8-10 г/л и соленые хлоридные воды с минерализацией до 50 г/л.

Нижняя – весьма затрудненного водообмена. Включает все гидрогеологические подразделения, залегающие ниже верейского водоупора. Представлены хлоркальциевыми рассолами со значительным содержанием кальция и общей минерализацией более 50 г/л.

В геологическом разрезе на всех месторождениях выделяют следующие гидрогеологические подразделения [13,14,15]:

1) Слабоводоносный локально водоносный нижнечетвертично-современный аллювиальный комплекс (aQ_{I-IV}), который представлен аллювиальными образованиями поймы и надпойменных террас. Мощность комплекса изменяется от 1 до 17 м. Воды в комплексе обычно безнапорные. Удельные дебиты скважин изменяются от 0,01 до 0,6 л/с. Коэффициент водопроницаемости от 3,6 до 17,6 м²/сут. Питание осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Комплекс находится в гидрологической связи с рекой Шешма. Воды используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

2) Слабоводоносный локально водоносный плиоценовый терригенный комплекс (N₂), который представлен нерасчлененными плиоценовыми отложениями озерно-аллювиального генезиса (доминируют глины буровато-серые с прослоями алевролитов и пески серые, мелкозернистые). Максимальная мощность комплекса 175 м. Коэффициент фильтрации 0,4-0,8 м/сут. Воды напорные, пластово-поровые. Удельные дебиты скважин 0,004-0,09 л/с. По составу гидрокарбонатные магниевые-кальциевые с минерализацией 0,3-0,5 г/л. Питание происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и вод вышележащего горизонта. Разгрузка осуществляется в долины рек и на водоразделах, в виде родников. Используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

3) Слабоводоносная локально водоносная уржумская карбонатно-терригенная свита (P_{2ur}), приурочена к уржумскому ярусу пермской системы. Представлена глинами и алевролитами, с прослоями песчаников мощностью от 2 до 4,8 м и мергелей. Коэффициент фильтрации песчаников от 0,7 до 2,2 м/сут. Удельные дебиты скважин 0,2 л/с. Воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией 0,2-0,5 г/л. Питание за счет инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка в долину реки Шешма в виде родников, и, в нижележащие отложения посредством «гидрогеологических окон».

4) Водоносная верхнеказанская карбонатно-терригенная свита (P_{2kz2}), распространена на водоразделах и склонах долины р. Шешма. Частично размыта. Мощность от 13 до 91 м, представлена загипсованными известняками, доломитами, глинами; в подошве – песчаниками. Воды пластовые порово-трещинные, напорные. Питание за счет инфильтрации атмосферных осадков, и за счет перетока из подстилающих и перекрывающих горизонтов. Разгрузка происходит в долины рек Шешма, Кичуй и в неогеновую

палеодолину. Коэффициент фильтрации от 1,2 до 15 м/сут. Дебиты скважин изменяются от 0,2 до 3 л/с. Воды гидрокарбонатно-кальциевого типа с минерализацией от 0,2 до 3,1 г/л. Воды используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

5) Водоносная локально-слабоводоносная нижеказанская карбонатно-терригенная свита (P_2kz_1), на месторождении №2 и №3 слабоводоносная. Приурочена к барбашинским и камышлинским слоям нижеказанского подъяруса. Мощность от 20 до 40 м. Представлена прослоями алевролитов, песчаников, известняков. Подстилающий водоупор – глинисто-алевролитовые породы уфимского яруса. Коэффициент фильтрации изменяется от 0,5 до 45 м/сут. Удельные дебиты скважин от 0,4 до 5,5 л/с. Воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией 0,3-0,8 г/л, сульфатно-гидрокарбонатные и гидрокарбонатно-сульфатные с минерализацией от 0,4 до 1,1 г/л. Питание происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и в результате перетоков их подстилающих и перекрывающих горизонтов. Воды можно использовать в качестве лечебных и лечебно-столовых.

6) Водоупорный локально водоносный нижеказанский терригенный горизонт ($P_2kz_1^1$), представлен в разрезе месторождения №2. Водоупор «лингуловые» глины разделяет зону активного водообмена на две подзоны: верхнюю, с содержанием пресных гидрокарбонатных вод, и нижнюю, с содержанием солоноватых сульфатных вод.

7) Водоносный шешминский терригенный комплекс ($P_1šš$), распространен повсеместно. Водовмещающими породами являются песчаники, алевролиты, редко – известняки. Воды напорные, пластово-поровые. Коэффициент фильтрации 0,4—5,1 м/сут. Удельные дебиты скважин 0,008-0,001 л/с. Воды гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией 1,02-4,43 г/л. Практического значения для хозяйства не имеют, но могут представлять интерес в качестве минеральных вод.

8) Водоносная стерлитамакско–соликамская сульфатно-карбонатная серия ($P_{1st-P_{1sk}}$), мощность серии 25-51 м. Воды напорные, пластовые, преимущественно трещинно-карстовые. Отложения представлены неравномерно-трещиноватыми доломитами и известняками с прослоями гипсов и ангидритов. Коэффициент фильтрации от 0,008 до 8,6 м/сут.

Характерны сульфатные солоноватые воды с минерализацией более 5 г/л. Практического значения не имеют.

9) Водоупорный тастубский сульфатно-карбонатный комплекс (P_{1ts}), представлен монолитными ангидритами, доломитами с прослоями гипсов и известняков. Мощность от 20 до 40 м, в некоторых местах сплошность нарушают зоны трещиноватости и закарстованности. Региональный водоупор.

10) Слабоводоносная локально водоносная каширско-ассельская карбонатная серия (C_{2ks}-P_{1a}), верхний водоупор – тастубские карбонатные и сульфатные породы, нижний – плотные глины и глинисто-карбонатные породы верейского горизонта. Мощность серии 250-450 м. Воды напорные, химический состав отличается по разрезу. Воды представляют интерес в качестве лечебных минеральных вод и бальнеологических рассолов.

11) Водоупорная локально слабоводоносная верейская терригенно-карбонатная свита (C_{2vr}), водоупорная порода – трещинные разности известняков и песчаников верейского горизонта. Мощность до 59 м. Присутствующие подземные воды высоконапорные, на некоторых участках наблюдается высокая газонасыщенность. Удельные дебиты скважин от 0,05 до 0,1 л/с. По химическому составу воды хлоркальциевые.

12) Слабоводоносная локально водоносная алексинско-башкирская карбонатная серия (C_{1al}-C_{2b}), ограничена в подошве плотными карбонатно-глинистыми породами тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона. Воды хлоркальциевые, напорные.

13) Водоупорный локально слабоводоносный косьвинско-тульский терригенный комплекс (C_{1ks}-tl), в котором водоносными являются среднезернистые песчаники, местами трещинные и закарстованные известняки. Воды напорные, пластовые, поровые. По химическому составу хлоркальциевые. В бобриковском горизонте присутствует растворенный газ.

14) Водоупорная, локально слабоводоносная саргаевско-турнейская карбонатная серия (D_{3sr}-C_{1t}), распространена повсеместно, водовмещающие породы – известняки и доломиты неравномерно глинистые, слаботрещиноватые, местами кавернозные. Плотные известняки, совместно с глинами и аргиллитами образуют тиманско-саргаевский водоупор. Мощность серии 440-690 м. Воды пластово-трещинные, напорные. Удельные дебиты скважин изменяются от 0,0001 до 0,5 л/с. По химическому составу – крепкие

хлоркальциевые рассолы с общей минерализацией до 269 г/л.

15) Слабоводоносный живетско-нижнефранский терригенный комплекс (D₂zv-D₃f₁), мощность 85-98 м. Воды повсеместно напорные, пластовые. По химическому составу воды хлоркальциевые, с минерализацией 245-289 г/л.

16) Слабоводоносная зона архейских пород (AR). Водonosны разуплотненные и трещиноватые зоны. Величина пластового давления 19,8-54 МПа. По химическому составу – крепкие хлоркальциевые рассолы с минерализацией 273-290 г/л. Содержат растворенный газ, обогащены водорастворимыми органическими соединениями. Содержание C_{орг} 97,6-137,8 мг/дм³.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

На рисунках 3.1, 3.2 и 3.3 показано расположение поглощающих и наблюдательных скважин на всех трех участках.

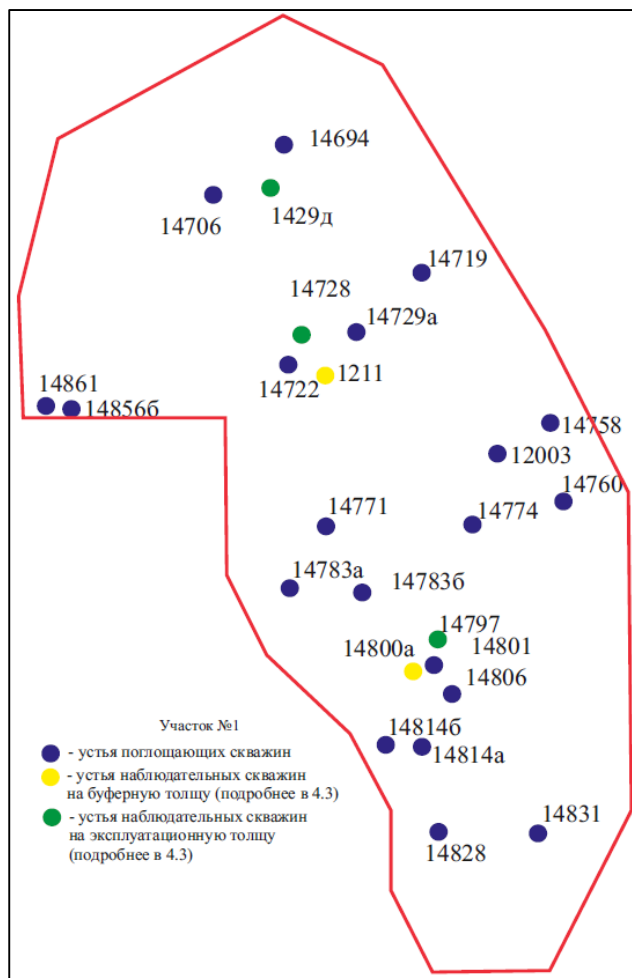


Рисунок 3.1 Схема фактического материала участка №1

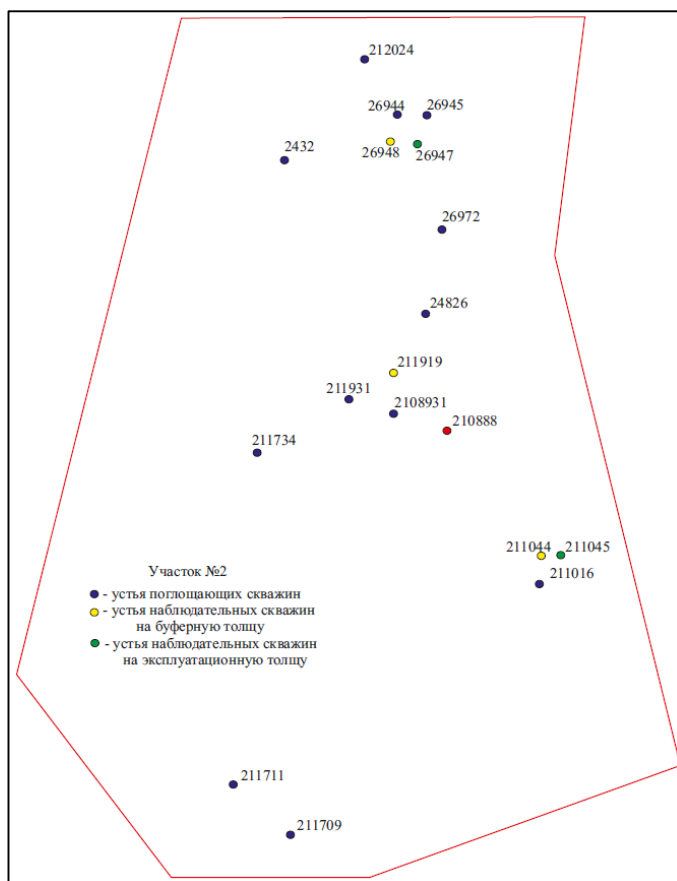


Рисунок 3.2 Схема фактического материала участка №2

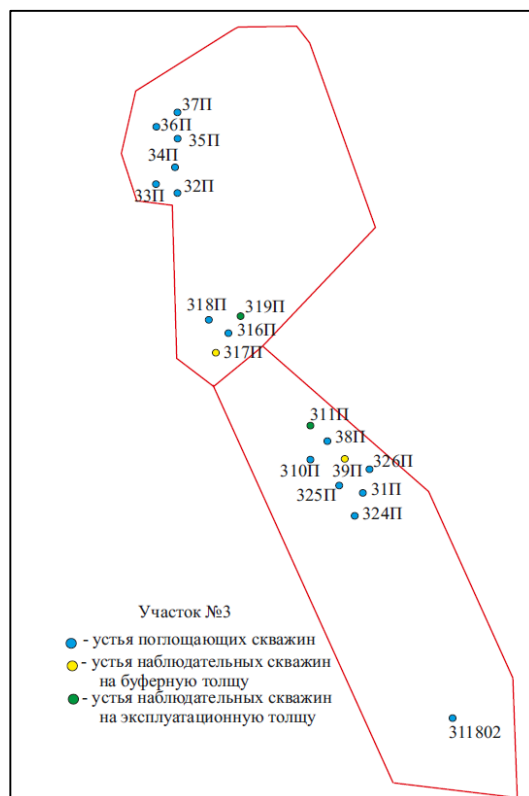


Рисунок 3.2 Схема фактического материала участка №3

3.1 Краткая характеристика проведенных гидродинамических исследований в скважинах

Гидродинамические исследования и опытно-фильтрационные работы проводились с целью принципиального решения вопроса о возможности закачки стоков в отложения девона, получения коэффициентов водопроводимости и пьезопроводности, а также уточнения начальной гидрогеологической модели пласта, которая построена по данным ГИС и результатам опробования пробуренных поглощающих скважин [13,14,15].

Перед началом гидродинамических исследований проверяют герметичность задвижек, на устьевую арматуру устанавливают лубрикатор и измеряют пластовое давление в поглощающей и пьезометрической скважинах глубинным манометром с электронной памятью типа МК-107, АМТ. После замера давления выполняются геофизические исследования скважин - расходомерия при статическом режиме (приборами типа Агат, Сакмар, ГЕО-1). На устье использует электронный манометр типа МС-207 или образцовый типа МО [13,14,15].

В скважинах проведены следующие виды исследований [13,14,15]:

- *закачка методом установившихся закачек (МУЗ)*

В данном методе жидкость с заданным минимальным расходом закачивается в скважину до установления определенного уровня, затем фиксируются значения расхода и положение уровня, далее изменяют расход, и жидкость закачивают до установления нового уровня. Меняя режимы закачки жидкости, получают соответствующие им значения уровней (перепадов давления), по которым строится индикаторная линия. Способ основан на результатах наблюдений за взаимосвязью между приемистостью скважины и давлением на забое при установившемся режиме.

Индикаторная линия – графическая зависимость установившегося дебита от депрессии (забойного давления).

Цель данного метода – выбор оптимального режима, на котором будет осуществляться более продолжительная закачка, в ходе которой необходимо утилизировать планируемый суточный объем жидкости, а также получение гидродинамических параметров (коэффициенты продуктивности, водопроводимость, проницаемость поглощающего горизонта).

В данном случае использовали 3 установившихся режима давления нагнетания, последовательно переходя от минимального к максимальному после стабилизации приемистости и давления закачки текущего режима. Расход жидкости ступенчато увеличивали на 25-30% после установления текущего режима при помощи насоса путем смены штуцеров от меньшего к большему (штуцеры подбирали опытным путем, чтобы репрессия на пласт увеличивалась приблизительно на одинаковую величину).

Замер забойного давления проходил на глубине вблизи кровли эксплуатационного горизонта (начало – пуск скважины под закачку). На устье скважины по образцовому или электронному манометру фиксировалось давление закачки и замерялся расход закачиваемой жидкости. Интервал замеров от 10 минут и далее последовательно увеличивался. Запись забойного давления и температуры осуществляют непрерывно. Время проведения опыта на 1-ом и 2-ом режиме – 2 суток, на 3-ем режиме – 3 суток.

Пример обработки индикаторной кривой:

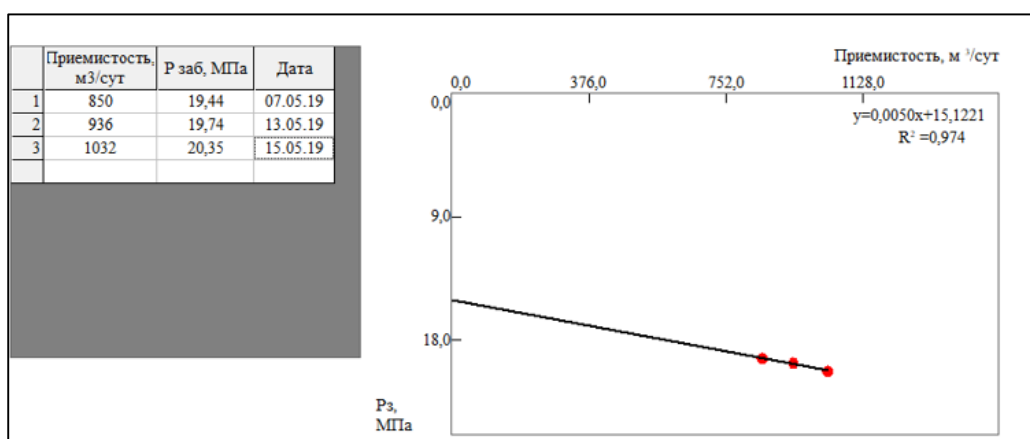


Рисунок 3.4 Индикаторная кривая скважины 316П участок №3

Коэффициент продуктивности:

$$k = \frac{q}{\Delta P} = \tan a$$

где: k – коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа;

q – приемистость, м³/сут;

ΔP – забойное давление, Мпа;

a – угол, составляемый индикаторной линией с осью давлений.

Коэффициент проницаемости через коэффициент продуктивности (для линейного закона фильтрации):

$$k_{np} = \frac{K * \mu * \ln \frac{r}{R}}{2\pi h}$$

где: k_{np} – коэффициент проницаемости, Дарси;

k – коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа;

$\mu_{жс}$ – вязкость жидкости, сПз;

r – радиус скважины, м;

R – радиус дренирования, м;

h – эффективная толщина пласта, м.

Водопроводимость:

$$k_{вод} = \frac{kh}{\mu}$$

где:

$k_{вод}$ – коэффициент водопроводимости, м²/сут;

k – коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа;

$\mu_{жс}$ – вязкость жидкости, сПз.

Гидродинамические исследования скважин методом МУЗ были выполнены в 20 поглощающих скважинах участка №1, в 12 поглощающих скважинах участка №2 и в 15 поглощающих скважинах участка №3.

- снятие кривой падения давления (КПД)

Целью данного метода является определение гидродинамических характеристик скважины и фильтрационных параметров пласта. Проводится при неустановившихся режимах фильтрации и основан на изучении динамики давления в скважине после изменения режима ее работы.

Проводится в процессе закачки методом МУЗ. Это связано с тем, что исследованиям должна предшествовать стабильная работа скважины длительностью не менее чем в 3-5 раз превышающей время регистрации кривой, чему соответствует третий режим закачки, которому соответствует максимальная производительность.

При данном методе стабильно работающую в режиме нагнетания скважину останавливают закрытием на устье и записывают кривую падения давления во времени после остановки.

За 2 часа до прекращения закачки в скважину опускают глубинный манометр. Далее, перед закрытием текущей задвижки, фиксируют расход. После закрытия задвижки отмечается время прекращения закачки.

Глубинным манометром снимается кривая падения давления. Замеры устьевого давления проводятся с интервалом 5, 10, 15, 30 минут и далее через каждый час в течение первых суток после остановки скважины. В последующем замеры снимают через 2 часа до полной стабилизации давления.

Манометр извлекается из скважины, диаграмма КПД расшифровывается, и по полученным данным строится график в координатах:

$$\Delta P (\Delta S) - lgt - \text{при условии } t \leq 0,1T \text{ или } \Delta P (\Delta S) - lgt/(T+t) - \text{при условии } t \geq 0,1T$$

где: T - продолжительность опыта, сутки;

t - продолжительность восстановления, сутки.

В результате обработки данных опыта получены коэффициент приемистости, гидропроводность и пьезопроводность.

Всего было проведено две серии опытов КПД: после завершения закачки на третьем режиме МУЗ и после завершения групповой закачки продолжительностью 30 суток.

Гидродинамические исследования скважин методом снятия КПД были выполнены в 20 поглощающих скважинах участка №1, в 12 поглощающих скважинах участка №2 и в 15 поглощающих скважинах участка №3.

- гидропрослушивание

Проводилось методом ИКТ до групповой закачки. Это объяснимо тем, что не менее чем за 2 дня до начала работы близ расположенные скважины должны быть остановлены и переведены в стабильный режим, что происходит совместно с записью КПД.

Целью данного опыта является определение гидродинамической связи между скважинами, а также определение гидропроводности и пьезопроводности.

Метод основан на изучении особенностей распространения упругого импульса в пласте между скважинами. В одной из скважин (возмущающей) изменяют режим работы и наблюдают за изменением импульса в реагирующих скважинах. Метод ИКТ подразумевает наблюдение за изменением забойного давления при периодическом изменении режима закачки.

За 3-5 часов до опыта в реагирующих скважинах начато измерение давления. После создания импульса в возмущающих скважинах (пуск в работу с максимальным возможным дебитом нагнетания) проводится наблюдение за изменением давления в реагирующих скважинах. Непрерывно производится запись кривых изменения давления на забое во времени.

Если изменение давления не обнаруживается за время, в три и более раз превышающее оценочное время исследования, то исследования прекращают, что говорит об отсутствии прямой гидродинамической связи между скважинами. Если реакция на импульс в возмущающей скважине наблюдается, то после достижения отклонения давления от фонового на величину $\Delta P(t)_{\min}$, исследования продолжают еще 12-24 часа, пока не будет зарегистрирована кривая, позволяющая определить параметры пласта.

Кривые реагирования обрабатываются графоаналитическим методом. В координатах $\Delta P(\Delta t)$ строятся графики. Коэффициент гидропроводности определяют по приращению давления в реагирующей скважине ΔP_k , соответствующему времени t_k , когда темп изменения давления начал уменьшаться и кривая имеет видимый изгиб. Начало координат по оси абсцисс совпадает с моментом создания импульса в возмущающей скважине. Коэффициент пьезопроводности пласта устанавливают также по времени t , отсчитываемому от момента создания импульса до начала перегиба кривой гидропрослушивания.

- групповая закачка в поглощающих скважинах

Опыт проходил 30 дней при максимальном режиме нагнетания (10 МПа) и максимальном объеме. Целью данного опыта является определение характера гидравлической связи между эксплуатационным объектом и «буферными» горизонтами в условиях полного насыщения пласта-коллектора и оценка влияния закачки на температурный режим пластовых вод эксплуатационного горизонта.

На время проведения групповой закачки на поглощающих скважинах вместо лубризатора устанавливается буферная заглушка с краном и техническим манометром. Данные о расходах закачиваемых стоков и устьевых давлениях передаются в инженерно-технологическую службу с периодичностью 1 раз в сутки. Данные, полученные по результатам 30-ти суточной групповой закачки приведены в таблице 2.

Давление и приемистость скважин после групповой закачки. Таблица 2

№ скв.	Время, сут	Приемистость, м³/сут	Давление на устье, атм	№ скв.	Время, сут	Приемистость, м³/сут	Давление на устье, атм
Участок 1				Участок №2			
12003	30	482,4	50	26972	30	707,0	57
14694	30	60,0	50	210893	30	888,0	90
14706	30	288,0	46	211016	30	936,0	80
14719	30	770,4	44	211709	30	790,0	55
14722	30	520,8	50	211711	30	480,0	115
14758	30	271,2	65	211734	30	552,0	65
14760	30	600,0	55	211931	30	909,0	64
14771	30	571,2	87	212024	30	563,0	46
14774	30	684,0	111	Участок №3			
14801	30	573,6	85	31П	30	995,0	43
14806	30	489,6	88	32П	30	782,2	61
14828	30	580,8	78	33П	30	864,0	57
14831	30	549,6	77	34П	30	787,2	57
14861	30	326,4	52	35П	30	460,8	55
14729a	30	319,2	50	36П	30	513,6	52
14783a	30	523,2	83	37П	30	506,4	54
14783б	30	487,2	85	38П	30	941,0	65
14814a	30	669,6	66	310П	30	823,2	65
14814б	30	763,2	68	316П	30	868,8	48
14854б	30	177,6	44	318П	30	912,0	48
Участок №2				324П	30	916,8	65
2432	30	1008,0	50	325П	30	859,2	65
24826	30	648,0	47	326П	30	1080,0	65
26944	30	864,0	48	311802	30	866,4	66
26945	30	924,0	54				

3.2 Методы интерпретации выполненных исследований, расчетные формулы и обоснование их применения

Для переинтерпретации гидродинамических исследований, полученных в ходе полевых работ и расчета фильтрационных и геомиграционных параметров использовали следующие формулы:

- 1) Расчетное значение коэффициента гидропроводности:

$$A = \frac{k_{np} \cdot h}{\mu_{ж}},$$

где: A – коэффициент гидропроводности, Д·см/сПз;

k_{np} – проницаемость, мД;

h – мощность горизонта, м;

$\mu_{ж}$ – вязкость воды, сПз.

- 2) Расчетное значение коэффициента фильтрации (через коэффициент гидропроводности):

$$k = \frac{A \cdot \gamma_{ж}}{h},$$

где: A – коэффициент гидропроводности, Д·см/сПз;

$\gamma_{ж}$ – объемный вес воды, Н/м³;

h – мощность горизонта, м;

- 2) Расчетное значение коэффициента фильтрации (через проницаемость):

$$k = \frac{k_{np} \cdot \gamma_{ж}}{\mu_{ж}},$$

где: k – коэффициент фильтрации, м/сут;

k_{np} – проницаемость, мД;

$\gamma_{ж}$ – объемный вес воды, Н/м³;

$\mu_{ж}$ – вязкость воды, Па·сек.

4) Расчетное значение коэффициента пьезопроводности (через коэффициент фильтрации):

$$a = \frac{k}{\eta},$$

где: a – коэффициент пьезопроводности, м²/сут;

k – коэффициент фильтрации, м/сут;

η – коэффициент упругости горной породы, 1/м.

6) Расчетное значение коэффициента пьезопроводности (через проницаемость):

$$a_n = \frac{k_{пр}}{\mu_{ж} \cdot n \cdot C_t},$$

где: $k_{пр}$ – проницаемость, мД;

$\mu_{ж}$ – вязкость воды, Па·сек;

n – пористость;

C_t – обобщенный коэффициент сжимаемости системы, Па⁻¹.

Обработка результатов КПД, гидропрослушивания, МУЗ и групповой закачки проводились в программе ANSDIMAT. Далее рассмотрен пример обработки результатов КПД:

- 1) В файле выгрузки с прибора (Рисунок 3.4), в котором были зафиксированы изменения давления в процессе проведения опыта, находилось наибольшее значение давления, которое указывает на окончание нагнетания и начало восстановления.
- 2) Для каждого временного промежутка находилась разница между наибольшим значением давления и значением давления для данного временного промежутка.
- 3) Полученные данные восстановления и соответствующие им временные промежутки использовались в качестве данных для дальнейшей обработки в программе ANSDIMAT.

Дата	Время	Давление, Атм	Т, °С	Р, м вод.ст.	ΔР, м вод.ст.	Δt, с	Расход
30.10.2019	16:32:01	174,79	31.653	1800,337			
30.10.2019	16:33:01	175,81	31.659	1810,843			
30.10.2019	16:34:01	176,3	31.674	1815,89	0	0	
30.10.2019	16:35:01	175,15	31.668	1804,045	11,845	1	650
30.10.2019	16:36:01	174,58	31.650	1798,174	17,716	2	
30.10.2019	16:37:01	172,51	31.613	1776,853	39,037	3	
30.10.2019	16:38:01	173,71	31.587	1789,213	26,677	4	
30.10.2019	16:39:01	174,32	31.590	1795,496	20,394	5	
30.10.2019	16:40:01	174,52	31.584	1797,556	18,334	6	
30.10.2019	16:41:01	174,62	31.578	1798,586	17,304	7	
30.10.2019	16:42:01	174,66	31.566	1798,998	16,892	8	
30.10.2019	16:43:01	174,69	31.557	1799,307	16,583	9	
30.10.2019	16:44:01	174,71	31.548	1799,513	16,377	10	
30.10.2019	16:45:01	174,72	31.539	1799,616	16,274	11	
30.10.2019	16:46:01	174,74	31.530	1799,822	16,068	12	
30.10.2019	16:47:01	174,74	31.524	1799,822	16,068	13	
30.10.2019	16:48:01	174,77	31.518	1800,131	15,759	14	
30.10.2019	16:49:01	174,79	31.509	1800,337	15,553	15	

Рисунок 3.4 Пример обработки данных КВД, скважина 4760, участок №1 (после закачки)

- 4) В программе с помощью инструмента «прямая» на графике (Рисунок 3.5) временного прослеживания определялся последний (иногда, еще и дополнительный) прямолинейный участок, по которому можно определить проводимость пласта (Т).

Для интерпретации результатов опробования использована схема напорного пласта, неограниченного в плане и ограниченного в разрезе (схема Тейса, рисунок 3.6).

Базовое уравнение:

$$s = \frac{Q}{4\pi T} * W\left(\frac{r^2}{4at}\right)$$

Решение Купера–Джейкоба:

$$s = \frac{0.183Q}{T} \lg \frac{2.25at}{r^2},$$

где : s – понижение в наблюдаемой скважине, м;

Q – расход опытной скважины, м³/сут;

r – расстояние между опытной и наблюдательной скважинами, м;

T – проводимость водоносного пласта, м²/сут;

t – время от начала откачки, сут;

a – пьезопроводность водоносного пласта, м²/сут.

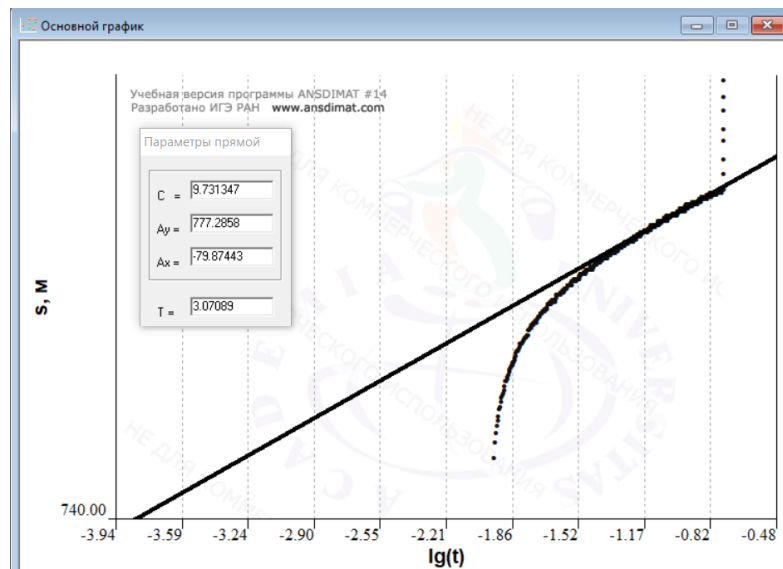


Рисунок 3.5 Пример рабочего окна в программе ANSDIMAT, участок №1, скважина 11694 (после закачки)

$$T = 3,071$$

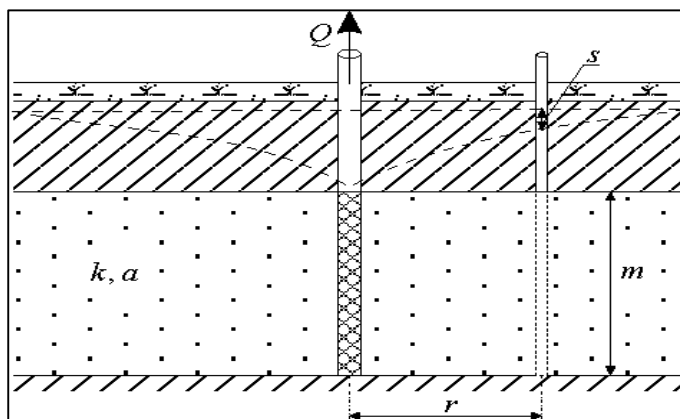


Рис.3.6 Типовая схема неограниченного напорного пласта (разрез) [9]

На графике временного прослеживания $s — \lg t$ способом прямой линии определяются проводимость и пьезопроводность водоносного пласта:

$$T = \frac{0.183Q}{C}, \lg a = \frac{A}{C} + \lg \frac{r^2}{2.25},$$

где: A – величина, которую отсекает прямая линия на оси ординат;
 C – угловой коэффициент прямой линии.

Проницаемость рассчитывается в системе $\Delta P - \ln(t)$, исходя из закона фильтрации Дарси с учетом углового коэффициента C :

$$k_{np} = \frac{Q\mu}{4\pi hC},$$

где: Q – расход жидкости, м³/сут;

h – мощность горизонта, м;

$\mu_{ж}$ – вязкость воды, сПз.

Графики восстановления до групповой закачки и после, а также начальные и расчетные значения приведены в Приложении 4.

3.3 Обоснование параметров приемистости поглощающих скважин

Выполняется на основе фактических данных, полученных по результатам пробных закачек методом МУЗ. Для каждой скважины построены графики зависимости давления на устье от приемистости (Приложение 5, Рисунок 3.7):

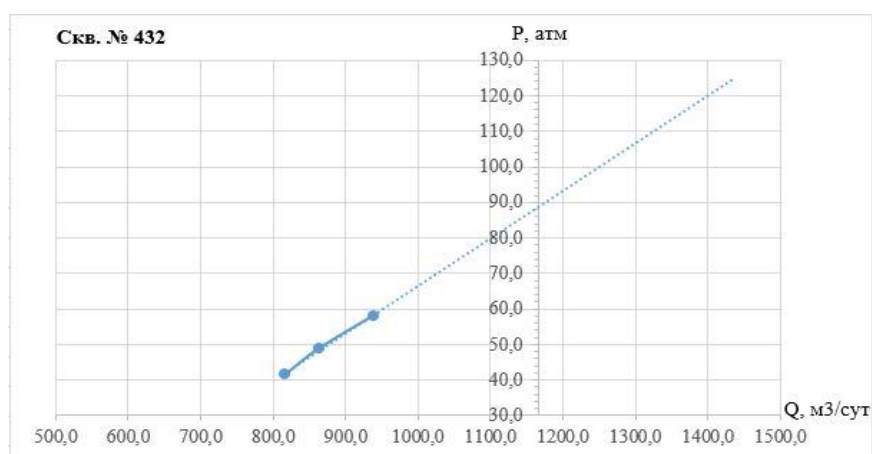


Рисунок 3.7 График зависимости давления на устье от приемистости для скважины 2432, участок №2

В таблицах 3, 4 и 5 приведены значения проектных объемов ПДВ на 20 расчетных лет для участков 1, 2 и 3 соответственно [13, 14, 15]:

Проектные объемы ПДВ для участка №1. Таблица 3

Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
м³/сут	21566	22000	22000	21690	21303	20 977	20 602	19 304	17 634	15 972	14 088	12 055	10 328	8 438	6 079	3 976	2 412	1 480	330	128
тыс. м³/г.	3935	8052	8030	7916	7775	7 677	7 519	7 045	6 436	5 845	5 142	4 399	3 769	3 088	2 218	1 451	880	541	120	46

Проектные объемы ПДВ для участка №2. Таблица 4

Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
м³/сут	14000	14 000	13 122	10 156	9 918	9 704	9 515	9 229	8 970	8 587	8 034	7 130	6 236	4 880	3 338	2 046	1 203	780	115	68
тыс. м³/год	2 548	5 124	4 789	3 707	3 620	3 551	3 473	3 368	3 274	3 142	2 932	2 602	2 276	1 786	1 218	746	439	285	41	24

Проектные объемы ПДВ для участка №3. Таблица 5

Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
м³/с	17100	17 100	13 860	12 405	12 114	11 853	11 622	11 273	10 956	10 488	9 813	8 709	7 617	5 961	4 077	2 500	1 469	953	140	83
тыс. м³/г.	3 078	6 258	5 058	4 527	4 421	4 338	4 242	4 114	3 999	3 838	3 581	3 178	2 780	2 181	1 487	912	536	348	51	30

Расчет планируемого дебита поглощающих скважин при равномерной нагрузке приведен на рисунке 3.8:

1	Участок	К-во поглощающих скважин	Максимальный объем ПДВ, м³/сут	Планируемый дебит, м³/сут
2	1	20	22000	1100
3	2	12	14000	1167
4	3	15	17100	1140

Рис.3.8 Расчет планируемого дебита поглощающих скважин

В таблице 6 приведены данные давления на устье при максимальном планируемом дебите, которые получены на графиках зависимости давления от приемистости:

Давление на устье скважины при максимальном дебите. Таблица 6

№ сква- жины	Давление на устье, в атм	№ сква- жины	Давление на устье, в атм	№ сква- жины	Давление на устье, в атм
Участок №1		Участок №1		Участок №3	
12003	136,725	14828	146,6	31П	115,0
14694	317,0	14831	172,8	32П	85
14706	266	148546	436	33П	64
14719	44,8	14861	149,8	34П	67
14722	141,5	Участок №2		35П	103
14729a	175,8	2432	88,0	36П	117
14758	108,7	24826	66,0	37П	116
14760	75,3	26945	68,0	38П	80
14771	136,3	26972	85,0	310П	104
14774	149,9	210893	136,0	316П	86
14783a	128,7	211016	89	318П	74
147836	164,3	211709	196,0	324П	105
14801	207,9	211711	162,0	326П	96
14806	241,4	211734	108,0	311802	110
14814a	104,2	211931	83,0		
148146	86	212024	102,0		

Допустимое устьевое давление определяется техническими возможностями насосного оборудования (для рассматриваемых скважин - 90 атм), а также обеспечением отсутствия предпосылок для гидравлического разрыва пласта.

Предельно-допустимое давление на устье поглощающей скважины, обеспечивающее отсутствие предпосылок для гидравлического разрыва кровли, не должно превышать вертикальную составляющую горного давления [13,14,15]:

$$P_{у.р.} = P_{заб.р.} - \gamma_{в} * 9,8 * L_{с} + P_{т},$$

где: $P_{у.р.}$ – устьевое давление разрыва, МПа;

$P_{заб.р.}$ – забойное давление разрыва, МПа;

$\gamma_{в}$ – плотность закачиваемой воды, 1002,6 кг/м³;

$L_{с}$ – глубина до кровли пласта коллектора, от 1229 до 1375 м;

P_T – потери на трение – 0–0,25 МПа (в зависимости от расхода закачки: в расчетах учитывался средний максимальный расход закачки в первые 4 года эксплуатации полигона).

Предельно-допустимое забойное давление, при котором не происходит разрыва пласта рассчитывается по следующие формуле:

$$P_{\text{заб.р.}} = 10^{-2} * k * L_c,$$

где: k – средняя плотность карбонатных пород эксплуатационной толщи, 2,5 т/м³.

Результаты расчета предельно допустимого давления скважин приведены в Приложении 6.

Для участка №1 критическое давление будет превышено в скважинах 14706, 14758, 14771, 14774, 147836, 14801, 14806, 14828, 14831, 148546. Для участка №2 – в скважинах 211893, 211709, 211711, 211734 и 212024. Для участка №3 – в скважинах 31П, 36П, 37П, 310П, 324П, 325П, 326П, 311802. Это происходит из-за фильтрационной неоднородности в районе этих скважин, что нужно учитывать при дальнейшем математическом моделировании - скважины с низкой проницаемостью либо должны работать с минимальной нагрузкой, либо быть отключены.

4. СХЕМАТИЗАЦИЯ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ РАСЧЕТОВ

4.1 Характеристика программного продукта

Для выполнения прогнозных расчетов были использованы трехмерная численная геофильтрационная и геомиграционная модель, разработанная в ООО «Геологический центр СПбГУ» с использованием программного пакета Processing ModFlow Ver. 8.0 (PM 8.0, авторы W. Kinzelbach, Wen-Hsing Chiang).

Для моделирования геофильтрационных процессов использовался модуль Modflow-2005 Ver. 1.8.00. Для моделирования миграционных процессов использовали модуль SEAWAT Ver. 4, позволяющий решать уравнение фильтрации разнотелностных жидкостей.

4.2 Схематизация природных гидрогеологических условий

Пригодность водоносного горизонта для ПРПДВ зависит от многих факторов, к числу которых относятся [13, 14, 15]:

- граничные условия, определяющие размеры водоносного горизонта в плане и в разрезе;
- фильтрационно-емкостные свойства пластов, обуславливающие возможность размещения определенных объемов сточных вод;
- физико-механические процессы, влияющие на изменение химического и физического состояния пород и заключенных в них вод, миграцию отдельных компонентов;
- физико-химические свойства слабопроницаемых отложений, определяющие возможный характер вертикальной миграции как сточных вод в целом, так и отдельных компонентов.

Для исключения возможности перетоков размещаемых ПДВ в ниже- и выше-лежащие горизонты, а также для предотвращения попадания ПДВ в пласты, используемые для хозяйственного и питьевого водоснабжения, критерием геолого-гидрологической оценки возможностей ПРПДВ является региональная изолированность гидрогеологического объекта.

Размещение ПДВ в хорошо проницаемые пласты, залегающие в зоне активного и замедленного водообмена, почти всегда влечет за собой переток закачиваемых вод в верхние водоносные комплексы и зачастую выход их на поверхность.

На основе сопоставления данных моделирования с результатами опытных групповых закачек корректировались коэффициенты фильтрации в около скважинных зонах, что позволило эффективно учесть степень и характер несовершенства фильтров поглощающих скважин.

В целях охраны окружающей среды и недр, а также предотвращения загрязнения пресных водоносных горизонтов попутно добываемые воды следует размещать в глубокие водоносные горизонты [13, 14, 15].

Наиболее благоприятными для размещения ПДВ являются горизонты зоны затрудненного водообмена, изолированные выдержанными водоупорными пластами. Основная масса поглощающих пластов в данном районе расположена в зоне затрудненного водообмена.

Гидродинамическая схематизация для ПРПДВ на изучаемом участке базируется в первую очередь на данных ГИС и результатах опробования пробуренных поглощающих скважин [13,14,15].

Весьма благоприятным фактором является наличие над поглощающими горизонтами так называемого «буферного» горизонта, представленного водонасыщенными проницаемыми породами, но закачка в которые не планируется. Буферный горизонт обязательно может быть отделен от нижележащих поглощающих горизонтов надежными водоупорными толщами, так как его задача состоит в поглощении части закачиваемых или пластовых вод из нижележащего поглощающего горизонта при его переполнении, а также возникновении по разным причинам вертикальных восходящих перетоков. Тем самым «буферный» горизонт призван снять часть пластового давления, возрастающего в поглощающем горизонте [13,14,15].




Также необходимо, чтобы поглощающий и «буферный» горизонты были сверху перекрыты достаточно мощным и выдержанным по площади региональным водоупором. Он должен обеспечивать надежность изоляции поглощающего и «буферного» горизонтов в условиях повышающегося пластового давления вследствие закачки вод [13,14,15].

В качестве целевого объекта подходит карбонатная толща верхнего девона.

В гидродинамическую схематизацию (упрощенный разрез для построения модели) совместно с выделенным эксплуатационным объектом входят следующие

геофильтрационные элементы (Рисунок 4.1):

- Верхний косьвинско-тульский локальный водоупор (ЛВУ);
- Турнейская буферная толща (БТ);
- Верхняя слабопроводящая толща (ВСТ);
- Эксплуатационная толща (ЭТ);
- Нижняя слабопроводящая толща (НСТ);
- Нижний тиманско-саргаевский региональный водоупор (РВУ).

1	ЛВУ	1) 5 м 2) 5,6 3) 5,3	C1tl C1bb C1Ks-rd	Водоупорный локально-слабоводоносный косьвинско-тульский терригенный комплекс Водоупорная локально-слабоводоносная саргаевско-турнейская серия карбонатных пород
2	БТ	1) 61,5 2) 62,8 3) 65,6	C1kz C1cp C1ml-up	
3	ВСТ	1) 149,4 2) 135,6 3) 143,6	D3zv D3oz-zg D3lb	
4	ЭТ	1) 291,6 2) 235,2 3) 143,7	   D3zd-el D3ev-lv D3vr	
5				
6				
7	НСТ	1) 76,2 2) 143,7 3) 219,3	D3rs D3sm	
8	РВУ	1) 27,6 2) 39,7 3) 24,4	D3sr D3tm	




Условные обозначения:
1 - номер модельного слоя
1) 76, 2 - средняя мощность слоя на участке №1
 - поглощающий интервал участка №1
 - поглощающий интервал участка №2
 - поглощающий интервал участка №3

Рисунок 4.1 Профильная схематизация участка недр для подземного размещения ПДВ

Схематизация целевого объекта: неограниченная в плане и ограниченная в разрезе сверху и снизу водоупорами, хорошо проницаемая толща, сложенная интенсивно трещиноватыми и кавернозными породами. В ходе геофильтрационной схематизации 13 геологических слоев были объединены в 8 объектов.

Все пласты, кроме эксплуатационной толщи, были представлены одним расчетным слоем. Эксплуатационная толща разбита на 3 расчетных слоя: задонско-елецкий, евлановско-ливенский и воронежский горизонты. Такое представление эксплуатационной толщи позволяет более точно привязать фильтры поглощающих скважин к соответствующим горизонтам.

4.3 Преобразование природной гидрогеологической модели в геофильтрационную и геомиграционную

Учитывая близость участков ПРПДВ и возможное взаимное влияние их друг на друга, была разработана единая геофильтрационная и геомиграционная модели [16].

Область моделирования охватывает зону влияния поглощающих скважин на трех участках с учетом 20-ти летнего срока эксплуатации при максимальных объемах стоков (Рисунок 3.8). Для расчета радиусов влияния использован расчетный параметр коэффициента пьезопроводности, равный в среднем для рассматриваемой площади $1-2 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{сут}$ [16].

Размеры ячеек численной модели варьируют в диапазоне от $20 \times 20 \text{ м}$ на участках расположения поглощающих скважин до $200 \times 200 \text{ м}$ на периферии модельной области. Линейные размеры области моделирования в направлении запад-восток составили 61 км, а в направлении север-юг – 69 километров. Общая площадь области моделирования составляет 4209 км^2 [16].

Эксплуатационная толща схематизируется как неограниченный в плане и изолированный в разрезе напорный водоносный пласт с внутренними границами второго рода (поглощающие скважины, задана функция расхода от времени $Q(t)$, $Q=\text{const}$) [16].

Далее были построены поверхности кровли и подошвы 8 модельных слоев. Используя полученные в результате интерполяции значения кровли и подошвы расчетных слоев, была построена трехмерная модель геологического пространства (рисунок 4.2) и приведены геологические разрезы через все участки (рисунок 4.3) [16].

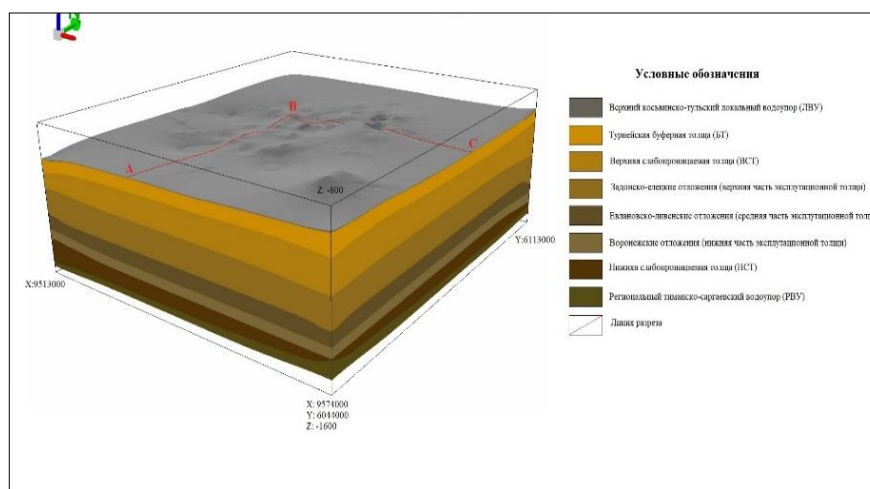


Рисунок 4.2 Трехмерная модель геологического пространства моделируемой области, выполненная в ООО «Геологический центр СПбГУ» [16]

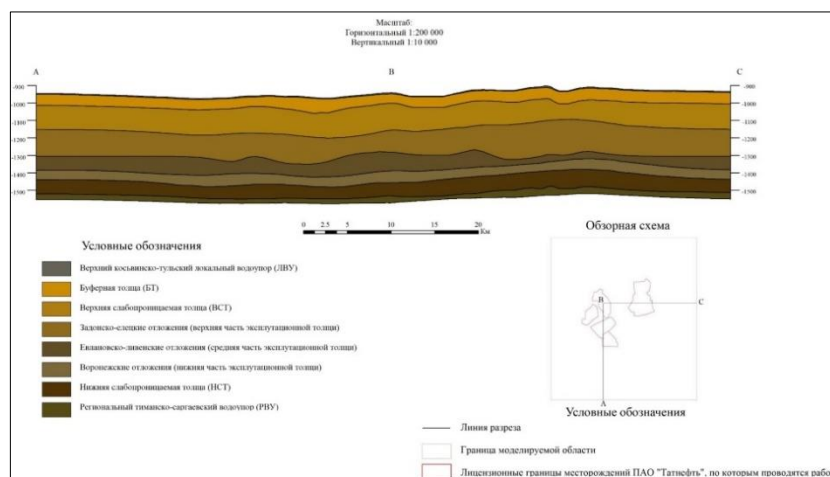


Рис. 4.3 Разрез по линии А-В-С через 3 участка, выполненный в ООО «Геологический центр СПбГУ» [16]

4.4 Обоснование параметрической базы математической модели

На первом этапе моделирования фильтрационные параметры на модели задавались по результатам интерпретации данных гидродинамических исследований, проведенных в 2019 г, а также по имеющимся материалам ранее выполненных работ на данной территории (Приложение 4, глава 3.1-3.2). На основе этих данных формировались модельные матрицы полей распределения горизонтальных и вертикальных коэффициентов фильтрации, упругоэластичности, пористости. Для остальных слоев, кроме эксплуатационных, использованы фондовые и литературные данные [16]. Распределение коэффициентов фильтрации на первом этапе моделирования приведено на рисунке 3.4.

Для калибровки модели использовались данные групповой закачки (Таблица №2). Задача калибровки – уточнение значений фильтрационных параметров по отдельным зонам неоднородности (ЭТ характеризуется высокой долей неоднородностей). Принятые для прогнозных расчетов фильтрационные параметры приведены в Приложении 7 [16].

На основе сопоставления данных моделирования с результатами опытных групповых закачек корректировались коэффициенты фильтрации в околоскважинных зонах, что позволило эффективно учесть степень и характер несовершенства фильтров поглощающих скважин. Результаты распределения коэффициента фильтрации в эксплуатационной толще после калибровки приведены на рисунке 3.5.

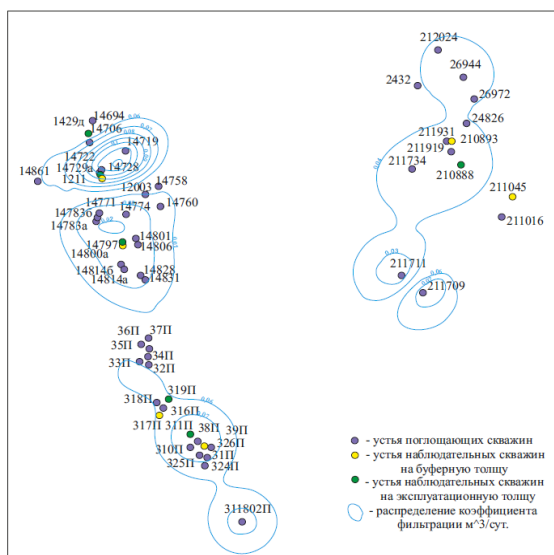


Рисунок 3.4 Распределение коэффициента фильтрации в ЭТ до калибровки

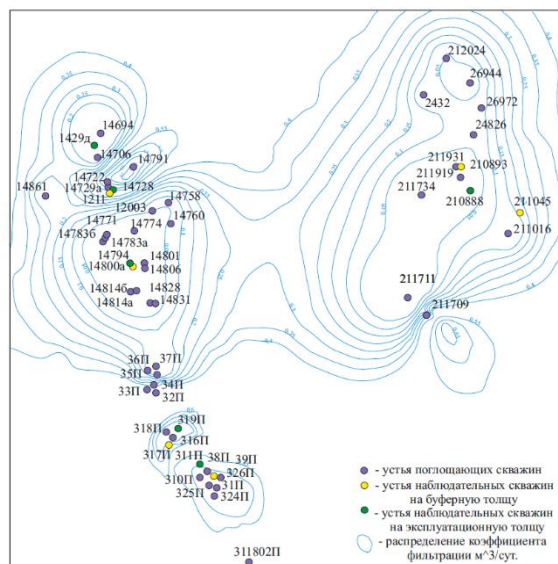


Рисунок 3.5 Распределение коэффициента фильтрации в ЭТ после калибровки

Средняя плотность закачиваемой воды $1,73 \text{ г/дм}^3$. Продольная гидродисперсия 1-3 м, коэффициент молекулярной диффузии $1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сут}$. Средняя плотность пластовых вод в ЭТ $1,158 \text{ г/дм}^3$ [16].

4.5 Прогнозные гидрогеологические расчеты

При выполнении прогнозных оценок по закачке попутно добываемых вод в эксплуатационную толщу на расчетный срок, равный 20 годам, рассматривалось несколько прогнозных сценариев:

1. Равномерное распределение расходов закачки между скважинами;
2. Перераспределения расходов закачки по скважинам с учетом результатов МУЗ;
3. Подбор оптимального распределения расходов закачки по скважинам.

В модели для каждой скважины задавались значения напора промежутков времени, после чего анализировалось давление на устье скважины.

В итоговом варианте давление закачки на устье скважины должно не превышать 90 атм. При равномерном распределении и перераспределении расходов по данным МУЗ такое условие не выполняется на целой группе скважин, что объяснимо различным характером приемистости поглощающих скважин. Планируемые объемы закачиваемой жидкости по трем участкам приведены в таблицах 3-5.

Учитывая различный характер приемистости поглощающих скважин, дальнейшие расчеты выполнялись методом подбора наиболее оптимального характера распределения расходов закачки между скважинами из условия не превышения давления закачки на устье скважины 90 атм. Однако в связи с низкими фильтрационными параметрами эксплуатационной толщи в пределах участка №1, по результатам решения прогнозной задачи установлена возможность закачки 70 % от требуемого объема, т.е. 15 408 (22 000 м³/сутки). Для участка №2 и №3 возможно распределение полного объема попутно-добываемых вод (Приложение 8, таблицы 3-5, рисунок 3.8).

Прогнозные значения устьевого давления, забойного давления и напора приведены в таблицах 7, 8 и 9, и Приложении 9. Графики изменения устьевого и забойного давления поглощающих скважин приведены в Приложении 10.

Для расчета забойного давления учитывались потери по стволу скважины за счет сил трения [16]:

$$h_l = \lambda \frac{Lv^2}{2dg},$$

где: λ - коэффициент сопротивления, который рассчитывается по формула Альштуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{K_s}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25};$$

K_s – эквивалентная шероховатость (равен≈1мм), Re – число Рейнольдса (vd/ν , где ν - кинематическая вязкость, для воды ≈0,01 см²/с);

L – длина ствола скважины, м;

d – диаметр скважины м;

ν - скорость потока воды в скважине, м/сек;

g – ускорение свободного падения, мН/с.

На рисунке 3.6 приведены оценки потери напора по стволу скважины при максимальных расходах [16]:

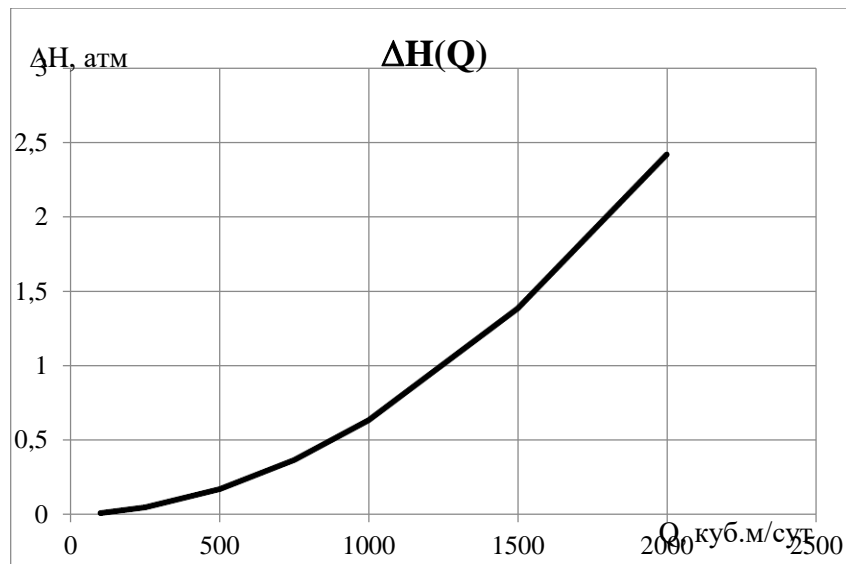


Рисунок 3.6 Зависимость потери давления от расхода скважины [16]

Расчетное предельно допустимое устьевое давление, в атм. [глава 3.3]. Таблица 7

	Максимальное	Прогнозное на конец 5-летнего периода (максимальное/среднее)	Прогнозное на конец 20-летнего периода (максимальное/среднее)
Участок №1	194, 4	119/112,9	1,5/1,3
Участок №2	201,6	242/214	2,1/1,5
Участок №3	197,04	86,9/62,64	1,9/1,81

Расчетное предельно допустимое забойное давление, в атм. [глава 3.3]. Таблица 8

	Прогнозное на конец 5-летнего периода (максимальное/среднее)	Прогнозное на конец 20-летнего периода (максимальное/среднее)
Участок №1	282,8/271,6	165/160
Участок №2	242/214	158/152
Участок №3	231/206	152/146

Прогнозные величины напоров по результатам моделирования, в м. Таблица 9

	Прогнозное на конец 5-летнего периода (максимальное/среднее)	Прогнозное на конец 20-летнего периода (максимальное/среднее)
Участок №1	2757/2996	1582/1580
Участок №2	2524/2238	1680/1638
Участок №3	2456/2210	1649/1602

По результатам решения прогнозной задачи определены радиусы растекания и построены ореолы распространения закаченных вод через 5 и 20 лет после начала закачки (Таблица 10). В процессе эксплуатации ореолы растекания от отдельных скважин объединяются в единый ореол.

Радиусы растекания закаченных вод. Таблица 10

№ скважины	Период закачки 5 лет			Период закачки 20 лет		
	Радиус растекания от, м	Радиус растекания до, м	Площадь, кв. км	Радиус растекания от, м	Радиус растекания до, м	Площадь, кв. км
Участок №1						
14706	325	519	0,51	367	538	0,60
14694	128	374	0,17	154	388	0,23
14861	341	604	0,67	360	619	0,75
148546						
14722	296	522	0,59	320	577	0,66
14729а	277	466	0,47	277	470	0,51
14719	261	501	0,54	267	524	0,53
12003	284	537	0,54	242	842	1,27
14774	295	540	0,50			
14758	197	474	0,43	195	494	0,48
14760	355	630	0,63	368	654	0,68
14771	267	528	0,47	272	572	0,51
14783а	247	857	0,95	255	904	1,22
14783б						
148146	224	1045	1,74	342	1050	1,88
14814а						
14806						
14801						
14828	324	588	0,56	344	619	0,64
Участок №2						
24831	314	559	0,53	329	583	0,61
2432	405	514	0,57	416	540	0,63
212024	342	471	0,49	418	520	0,61
26944	395	586	0,75	448	630	0,85
26945						
26972	340	430	0,49	365	516	0,59
24826	385	424	0,51	420	526	0,63
211931	235	848	1	229	888	1,18
210893						
211734	327	419	1,05	399	498	0,57
211016	365	427	0,49	415	518	0,62
211711	259	305	0,21	237	304	0,21
211709	382	493	0,54	409	532	0,63

№ скважины	Период закачки 5 лет			Период закачки 20 лет		
	Радиус растека- ния от, м	Радиус растека- ния до, м	Площадь, кв. км	Радиус растека- ния от, м	Радиус растека- ния до, м	Площадь, кв. км
Участок №3						
31П	396	1143	2,23	412	1264	2,29
38П						
310П						
324П						
325П						
326П						
32П	379	1215	2,11	397	1235	2,38
33П						
34П						
35П						
36П						
37П						
316П	341	743	0,97	354	744	1,03
318П						
311802	354	574	0,58	374	591	0,65

Поскольку ореолы имеют ассиметричную форму, в таблице приведены две графы: минимальный радиус по короткой оси, и максимальный по длинной оси. По участку после 5 лет закачки радиус для скважин составит от 128 м до 1215 м. Максимальный радиус ожидается в районе группы скважин №№ 32П, 33П, 34П, 35П, 36П, 37П участка №3 – 1215,0 м. Через 20 лет закачки наибольший радиус также ожидается на участке №3, только у группы скважин №№ 31П, 38П, 310П, 324П, 325П, 326П – 1264,0 м. В целом ореолы растекания остаются в пределах лицензионных границ месторождений (Приложение 11).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках работы были оценены геолого-гидрогеологические условия в пределах рассматриваемой территории, выполнена схематизация гидрогеологических условий и подобран оптимальный вариант закачки необходимого объема жидкости (22 000 м³/сут для участка №1, 14 000 м³/сут для участка №2 и 17 100 м³/сут для участка №3) сроком на 20 лет.

В ходе работы автором были изучены особенности геологического и гидрогеологического строения, а также история развития и изучения территории работ. Фильтрационные и геомиграционные параметры, полученные в ходе полевых работ на основании расчетных зависимостей, переинтерпритированы с помощью программы ANSDIMAT. Автором проведен расчет численных гидродинамических параметров (проницаемость, пьезопроводность, коэффициенты фильтрации и гидропроводности) по данным снятия КПД. По результатам пробных закачек методом МУЗ получены параметры приемистости скважин. Обосновано значение максимального устьевого давления, при котором не происходит гидроразрыв пласта.

При схематизации природных геологических условий из 13 литологических горизонтов получены 8 расчетных слоев. Целевой объект для размещения ПДВ - отложения задонско-елецкого, евлановско-ливенского и воронежского горизонтов франско-фаменского яруса верхнего девона.

При выполнении прогнозных оценок по закачке попутно добываемых вод в эксплуатационную толщу на расчетный срок, равный 20 годам, были рассмотрены несколько прогнозных сценариев:

- равномерное распределение расходов закачки между скважинами;
- перераспределения расходов закачки по скважинам с учетом результатов МУЗ;
- подбор оптимального распределения расходов закачки по скважинам.

Выбор итогового варианта режима закачки определялся исходя из условия не превышения давления закачки на устье каждой из нагнетательных скважин, равного 90 атмосфер. Последнее определяется технологическими возможностями системы закачки: насосным оборудованием и пропускным сечением водоводов.

По результатам решения прогнозных задач установлено, что при равномерном распределении расходов между скважинами и распределении расходов на основании МУЗ (Варианты 1 и 2) условие не превышения давления на устье скважины в 90 атмосфер не выполняется по целой группе скважин.

Учитывая различный характер приемистости поглощающих скважин, дальнейшие расчеты выполнялись методом подбора наиболее оптимального характера (Вариант 3) распределения расходов закачки между скважинами. На участках №2 и №3 удалось полностью разместить планируемый объем ПДВ. Однако в связи с низкими фильтрационными параметрами эксплуатационной толщи в пределах участка №1, по результатам решения прогнозной задачи установлена возможность закачки 70 % от требуемого объема, т.е. 15 408 м³/сут.

Максимальное прогнозное устьевое давление на конец 20-летнего периода эксплуатации в пределах полигона составит 2,1 атм (участок №2). В среднем величина прогнозного устьевого давления по скважинам участка № 1 составит 1,3 атм, участка №2 – 1,5 атм, участка №3 – 1,81 атм. Максимальное прогнозное устьевое давление на конец 5-летнего периода эксплуатации полигона составит 242 атм, в среднем величина устьевого давления по скважинам участка составит 123,8 атм.

Максимальное прогножное забойное давление на конец 5-летнего периода эксплуатации полигона составит 271,6 атм. В среднем величина забойного давления по скважинам участка составит 230,5 атм. Максимальное прогножное забойное давление на конец 20-летнего периода эксплуатации полигона составит 165 атм (участок №1), в среднем величина устьевого давления по скважинам участка составит 152,6 атм.

Максимальный напор на конец 5-летнего периода эксплуатации полигона составит 2757 м, средняя величина напора составит 2329 м. Максимальный напор на конец 20-летнего периода эксплуатации полигона составит 1680 м, в среднем величина напора составит 1606 м.

Также следует отметить, что расчетное давление на устье нагнетательных скважин не превысило значения в 120 атмосфер и существенно меньше предельно допустимого давления (давление гидроразрыва пласта) на устье скважин, которое в среднем по участку составляет 194,4 атмосферы.

По результатам решения прогнозной задачи определены радиусы растекания и построены ореолы распространения закаченных вод через 5 и 20 лет. В целом ореолы растекания остаются в пределах лицензионных границ месторождений.

Цель работы – провести схематизацию природных условий целевого объекта ПРПДВ и выбрать оптимальный вариант закачки планируемого объема сроком на 20 лет – достигнута на участках №2 и №3. На участке №1 удалось разместить 70% от планируемого объема ПДВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Список опубликованной литературы

Монографии

1. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории РТ. Казань., Гарт, 2008.-210 с.
2. Муслимов Р.Х., Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений – В 2-х томах. – Т.1. – Казань, 2007.
3. Гафурова Д.Р., диссертация: Преобразование органического вещества и формирование порового пространства в результате теплового воздействия на породы семилюкского (доманикового) горизонта Южно-Татарского свода., М. МГУ им. М.В. Ломоносова, 2018.
4. Чернова О.С. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий. Учебное пособие.- Томск: Изд-во ТПУ, 2008.-256 с.

Электронные ресурсы

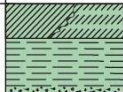
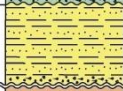
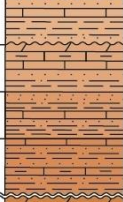

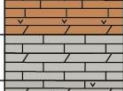

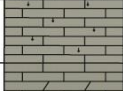

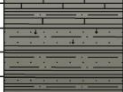







5. Вилесов А.П. Циклостратиграфия фаменского яруса северной части Башкирского свода (Россия, Волго-Уральская НГП), Новосибирск, 2011. [Электронный ресурс].- Режим доступа: - Загл. с экрана.
6. Калущкова, Н.Н. Татарстан [Электронный ресурс] / Большая российская энциклопедия. – Режим доступа: <https://bigenc.ru/geography/text/4183443> - Загл. с экрана.
7. Сунгатуллин Р.Х., Сунгатуллина Р.Н. Геология Республики Татарстан. Учебно-методическое пособие. – Казань: К(П)ФУ, 2014. – 72 с. – Загл. с экрана.
8. Трубопроводный транспорт России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> - Загл. с экрана.
9. Программные модули: ANSDIMAT. Расчетные схемы. Изолированный напорный пласт. Неограниченный в плене пласт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ansdimat.com/ru/help/source/theis0.htm>
10. Нешич С., Стрелецкая В.В. (2018) Интегрированный подход при обращении и обратной закачке попутно добываемой воды. *Георесурсы*, 20(1), с. 25-31. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.25-31>

11. ТАССР. Физическая карта Татарской АССР [Карты]/ Казанский картограф. – Режим доступа: <http://tat-map.ru/index/0-6> – Загл. с экрана.
12. Нефтегазогеологическое районирование РФ [Карты]: ред. Клещев К.А., Варламов А.И. ФГУП ВНИГНИ – 1:4 000 000, 2010.

Список фондовой литературы

13. Гатиятуллин Р.Н., Войтович С.Е. Геологическое изучение недр с целью поиска и оценки пластов-коллекторов для подземного размещения попутно-добываемых вод, образующихся при добыче сверхвязких нефтей ... (участок №1), Казань, 2018, ТГРУ ПАО «Татнефть».,-220 с.
14. Гатиятуллин Р.Н., Войтович С.Е. Геологическое изучение недр с целью поиска и оценки пластов-коллекторов для подземного размещения попутно-добываемых вод, образующихся при добыче сверхвязких нефтей ... (участок №2), Казань, 2018, ТГРУ ПАО «Татнефть».,- 227 с.
15. Гатиятуллин Р.Н., Войтович С.Е. Геологическое изучение недр с целью поиска и оценки пластов-коллекторов для подземного размещения попутно-добываемых вод, образующихся при добыче сверхвязких нефтей ... (участок №3), Казань, 2018, ТГРУ ПАО «Татнефть».,- 253 с.
16. Семенчук А.В. Схематизация природных условий и выполнение прогнозных расчетов для подземного размещения попутно-добываемых вод, образующихся при добыче сверхвязких нефтей на территории ..., СПб, 2019. ООО «Геологический центр СПбГУ».,- 176 с.

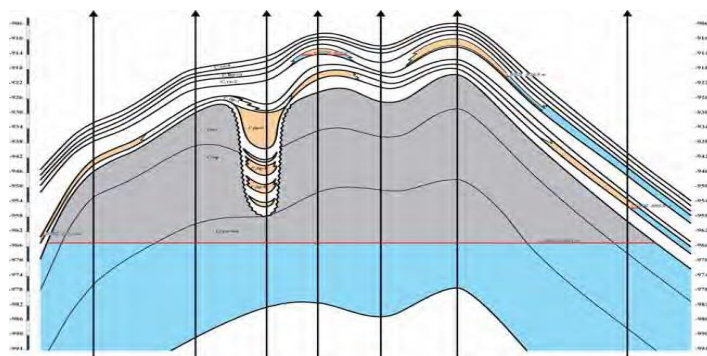
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Сводная стратиграфическая колонка по трем участкам

ЭРАТЕМА		СИСТЕМА		ОТДЕЛ		ЯРУС	ПОДЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ	ИНДЕКС	КОЛОНКА	МОЩНОСТЬ, м	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПОРОД																																																																																																																																																																																																		
КАЙНОЗОЙСКАЯ	ЧЕТВЕРТИЧНАЯ	ПЛОЮЩЕН								Q		5-10	Суглинки, супеси, глины и галька																																																																																																																																																																																																		
									N ₁		93-113	Глины с прослоями песков. В основании прослой аллювиальные галечники, гравий																																																																																																																																																																																																			
ПЕРМСКАЯ	СТРЕДИЙ (ВИАРМИЙСКИЙ)	НИЖНИЙ (ПРИУРАЛЬСКИЙ)	Уржумский			Уржумский	P _{ur}		32-44	Глины, песчаники, алевролиты, известняки																																																																																																																																																																																																					
			Казанский	Верхний		Поволжский	P _{kz₁}		13-100	Глины, алевролиты, песчаники, известняки, мергели и доломиты																																																																																																																																																																																																					
				Нижний		Немдинский	P _{kz₂}		25-78	Песчаники, алевролиты, глины и известняки																																																																																																																																																																																																					
			Уфимский			Шешминский	P _{sh}		30-90	Глины, алевролиты, песчаники и линзы мергелей и известняков																																																																																																																																																																																																					
			Сакмарский			Стерлитамакский	P _{st}		25-90	Известняки, доломиты, гипсы, ангидриты																																																																																																																																																																																																					
						Тастубовский	P _{ts}		20-100	Доломиты, гипсы и ангидриты																																																																																																																																																																																																					
			Ассельский			Ассельский нерасчлененный	P _a		49-61	Доломиты, известняки, гипсы и ангидриты																																																																																																																																																																																																					
			СТРЕДИЙ	Верхний		Касимовско-Гжельский нерасчлененный	C _{k-g}		175-220	Известняки и доломиты сильно загипсованные																																																																																																																																																																																																					
				Верхний		Магжовский	C _{m6}		98-123	Известняки и доломиты с включениями ангидритов																																																																																																																																																																																																					
						Подольский	C _{pd}		97-115	Известняки, с прослоями доломитов																																																																																																																																																																																																					
						Каширский	C _{ks}		59-78	Известняки пропитанные нефтью, доломиты и мергели																																																																																																																																																																																																					
						Верейский	C _{vt}		40-77	Известняки пропитанные нефтью, аргилиты и алевролиты																																																																																																																																																																																																					
				Нижний		Башкирский	C _b		13-37	Известняки нефтенасыщенные																																																																																																																																																																																																					
				Серпуховский			C _s		76-103	Известняки и доломиты																																																																																																																																																																																																					
				Верхний	Верхний	Окский	Михайловско-Вепевский нерасчлененный	C _{m6-vn}	118-152	Известняки с прослоями доломитов																																																																																																																																																																																																					
							Алексинский	C _{al}	19-26	Известняки с прослоями доломитов																																																																																																																																																																																																					
						Тульский	C _{tl}	7-24	Известняки, аргилиты и алевролиты																																																																																																																																																																																																						
						Бобринковский	C _{bb}	1-18	Песчаники нефтеносные, алевролиты, аргилиты																																																																																																																																																																																																						
				Нижний	Кажимский	Радзевский	C _{rd}	0-15	Аргилиты, алевролиты с прослоями песчаников																																																																																																																																																																																																						
						Косыанский	C _{ks}	0-9	Аргилиты с прослоями алевролитов и песчаников																																																																																																																																																																																																						
						Кизловский	C _{kz}	9-19	Известняки нефтенасыщенные																																																																																																																																																																																																						
						Черепетский	C _{cr}	18-25	Известняки с прослоями аргилитов																																																																																																																																																																																																						
				Верхний	Ханинский	Шуринковский	C _{sh}	13-30	Известняки																																																																																																																																																																																																						
						Малевско-Ушинский нерасчлененный	C _{ml-up}																																																																																																																																																																																																								
СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ	СТРЕДИЙ

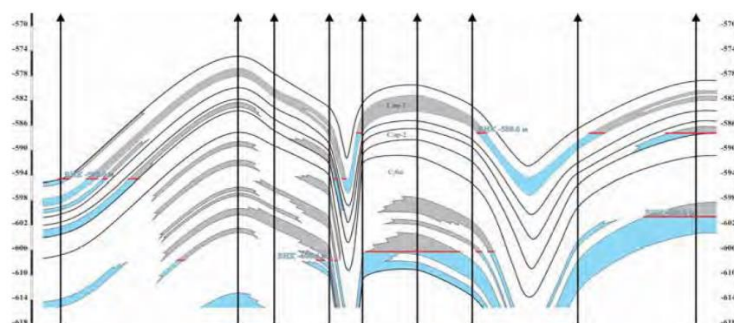
На основе сводных геолого-стратиграфических разрезов Захарова Р.С.
[12,13,14]

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

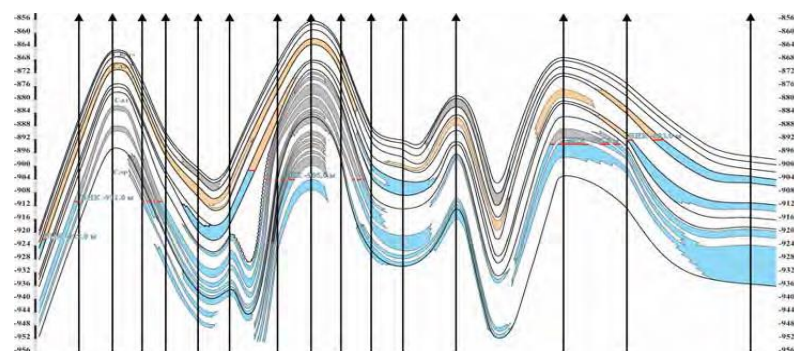
Схематические геологические профили продуктивных отложений рассматриваемых месторождений



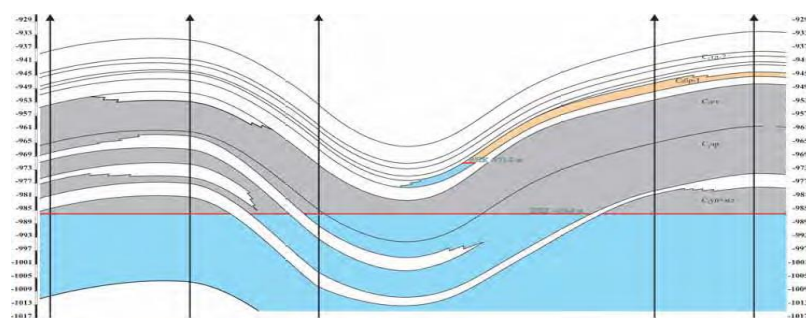
Продуктивные отложения нижнего карбона месторождения №1 [1]



Продуктивные отложения среднего карбона месторождения №2 [1]



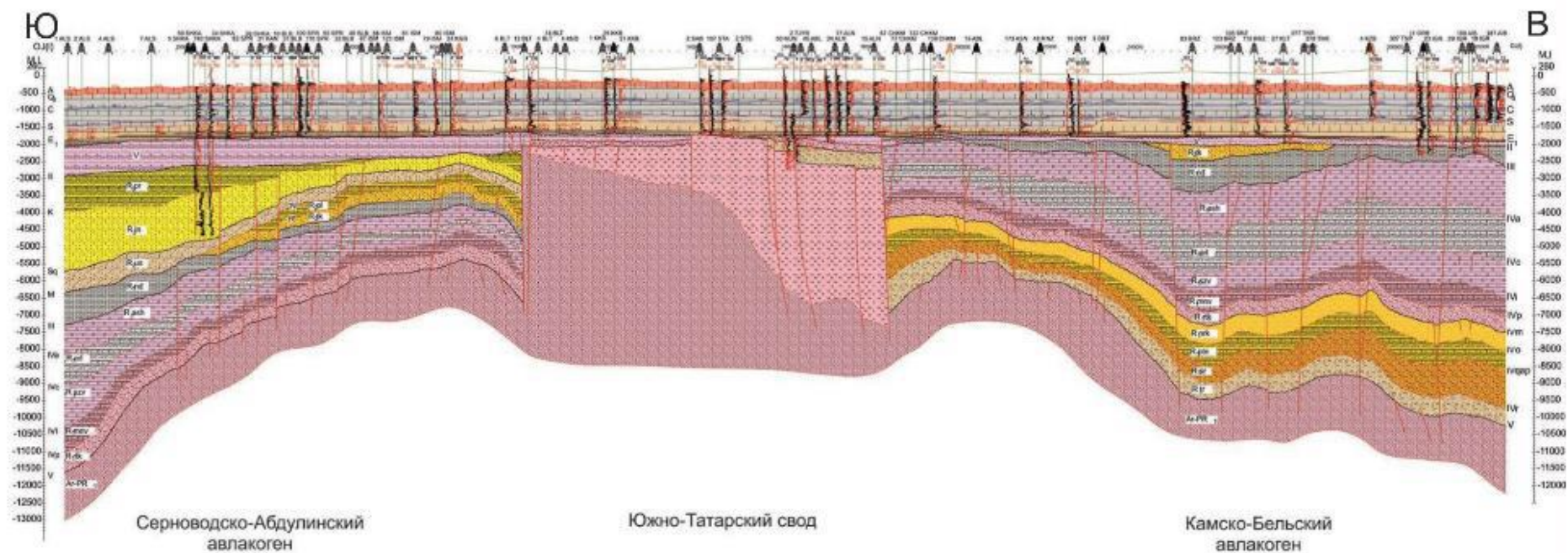
Продуктивные отложения нижнего карбона месторождения №2 [1]



Продуктивные отложения нижнего карбона месторождение №3[1]

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

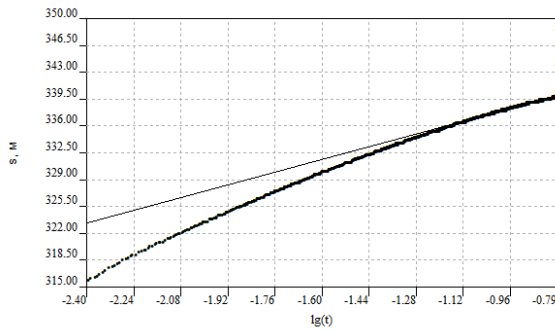
Сейсмогеологический разрез поперек ЮТС [2].



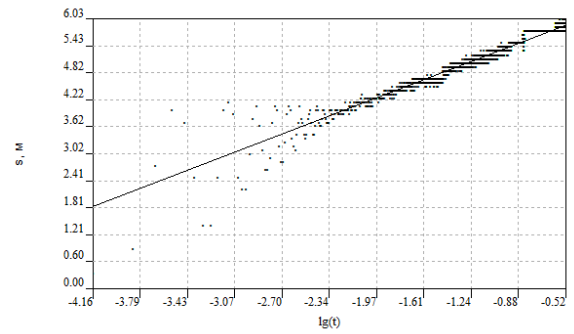
ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Индикаторные графики восстановления

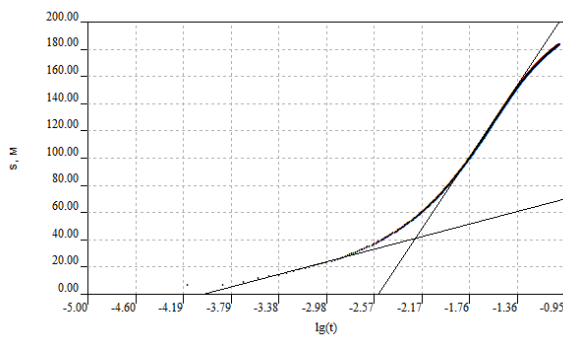
Участок №1 До групповой закачки



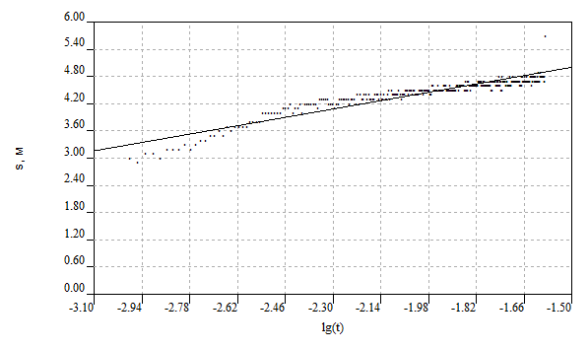
Скважина 14694



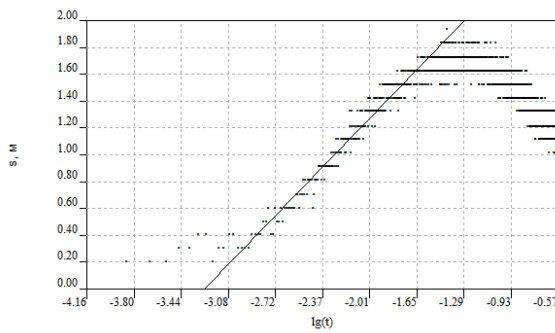
Скважина 14706



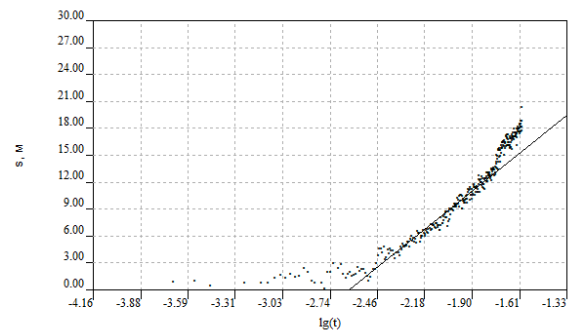
Скважина 14758



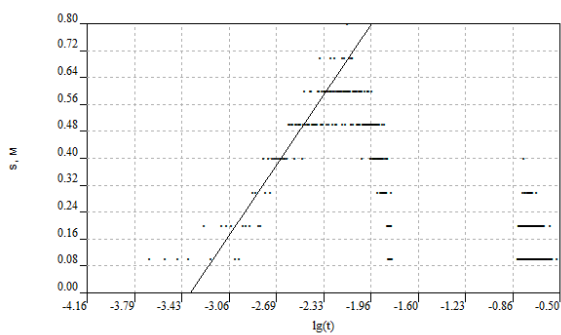
Скважина 14771



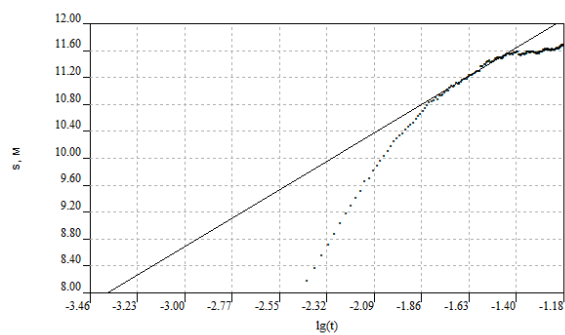
Скважина 14774



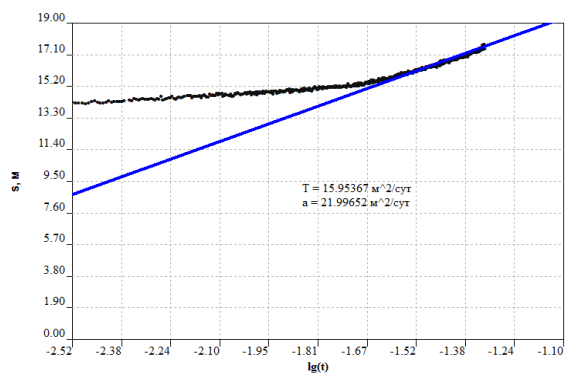
Скважина 14783a



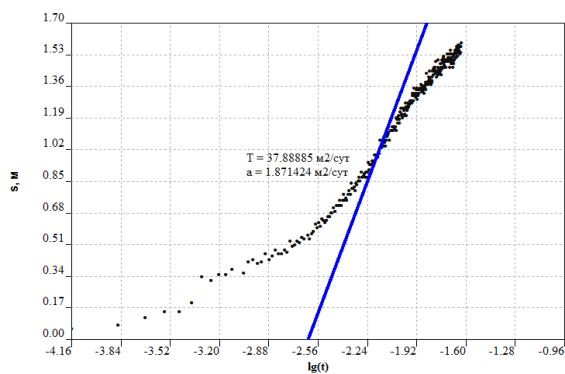
Скважина 147836



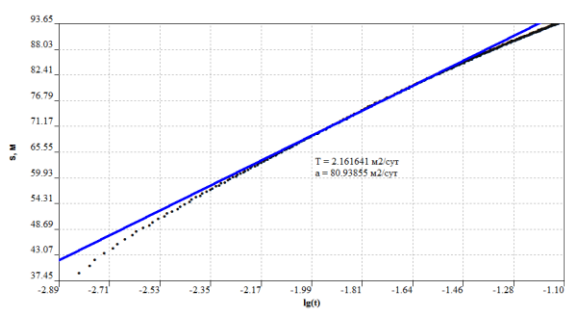
Скважина 14806



Скважина 148146

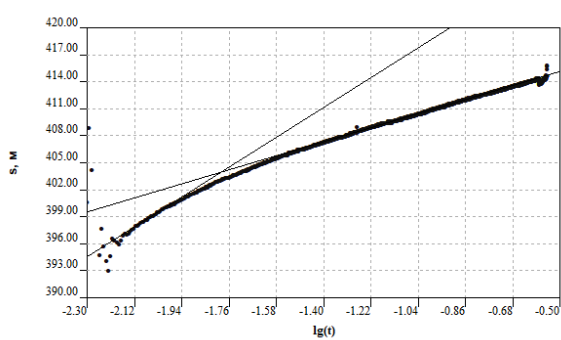


Скважина 14828

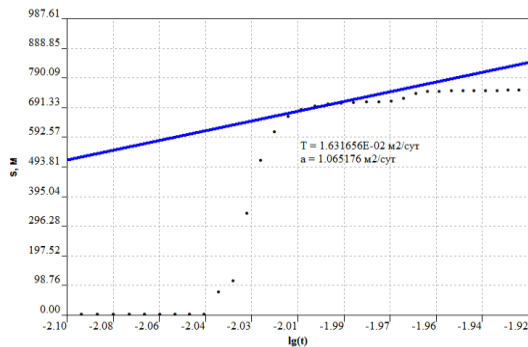


Скважина 14861

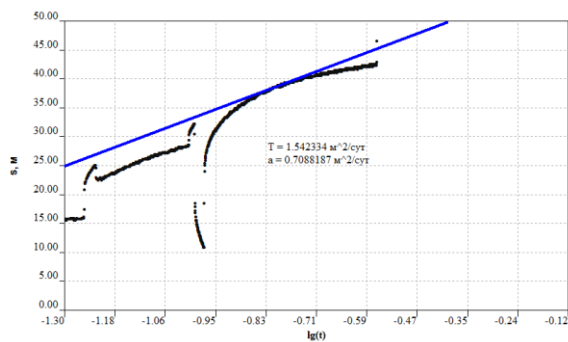
После групповой закачки



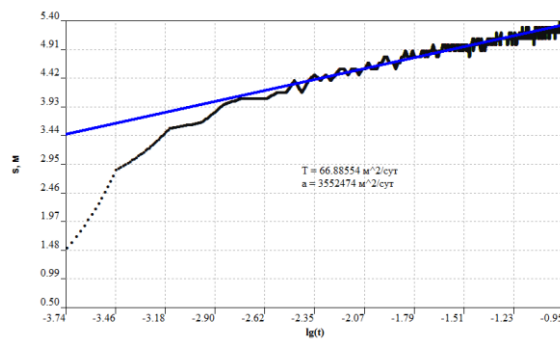
Скважина 12003



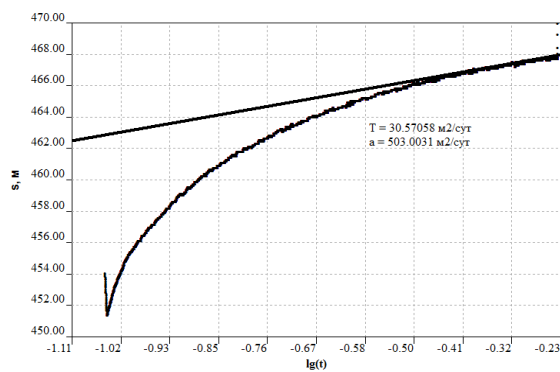
Скважина 14694



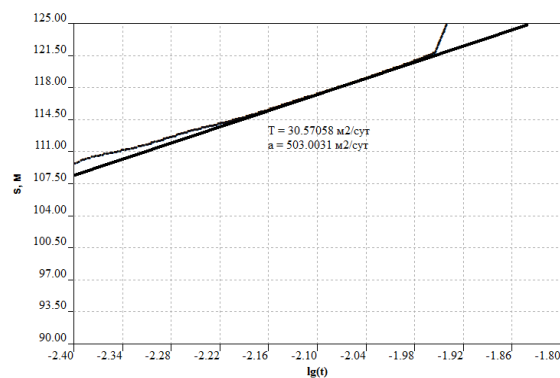
Скважина 14719



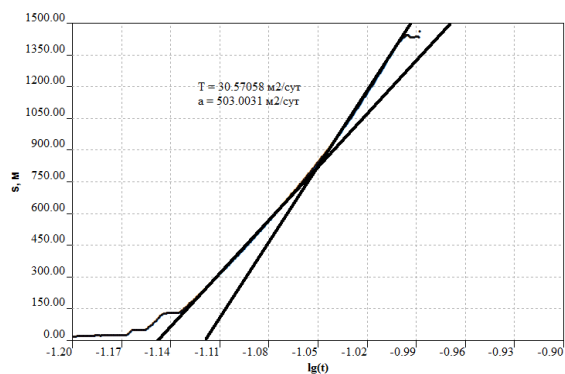
Скважина 14722



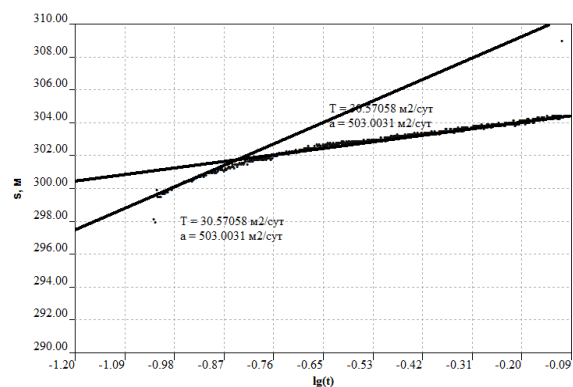
Скважина 14729a



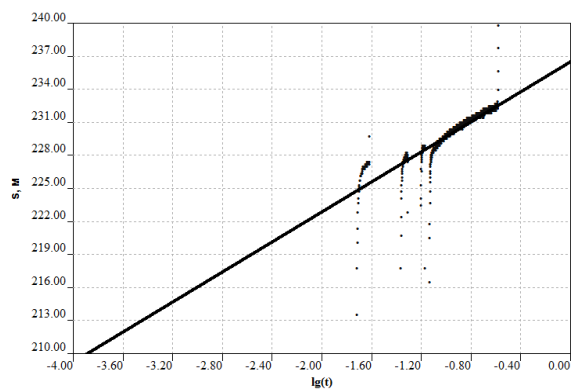
Скважина 14758



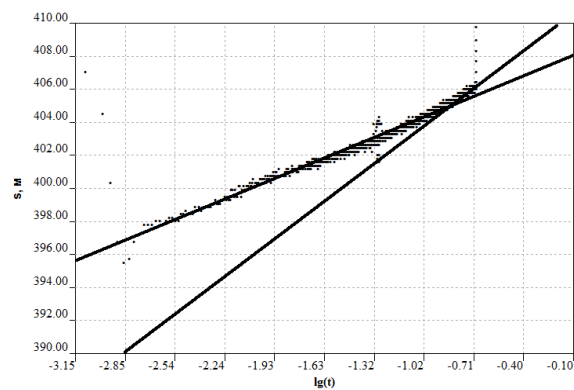
Скважина 14771



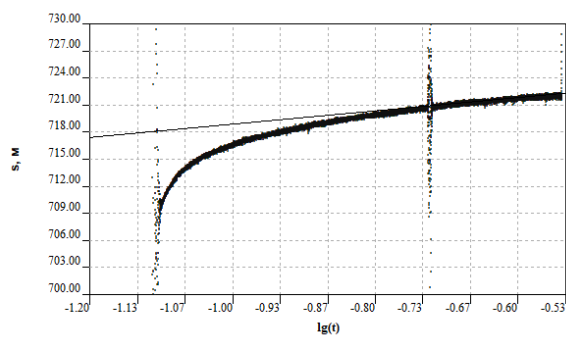
Скважина 14774



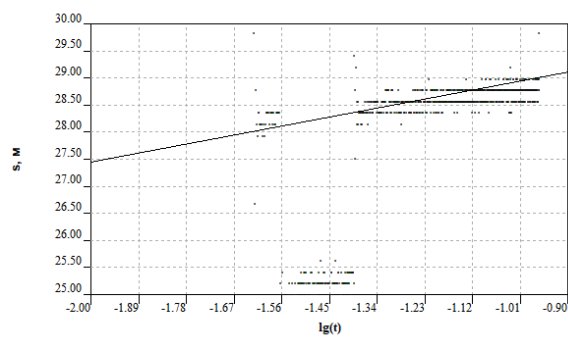
Скважина 14783a



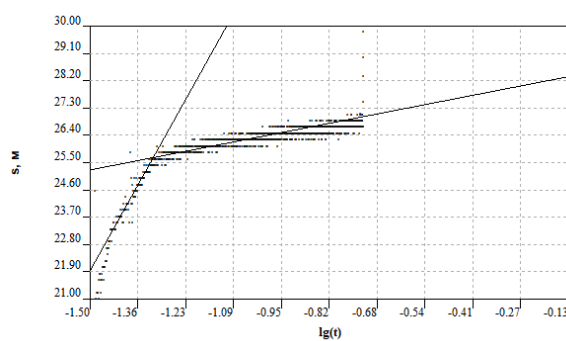
Скважина 14783б



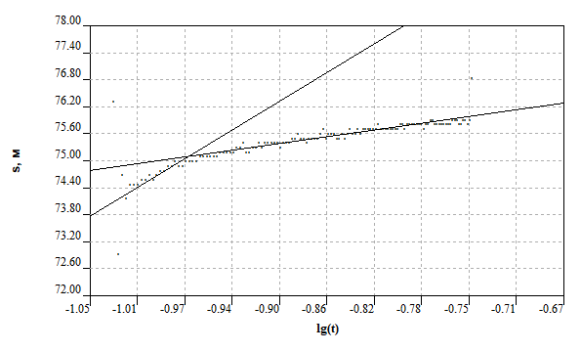
Скважина 14806



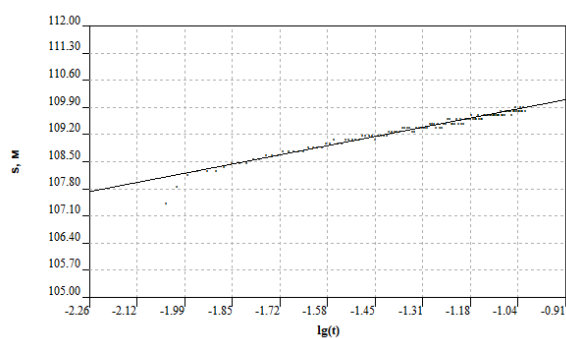
Скважина 14814a



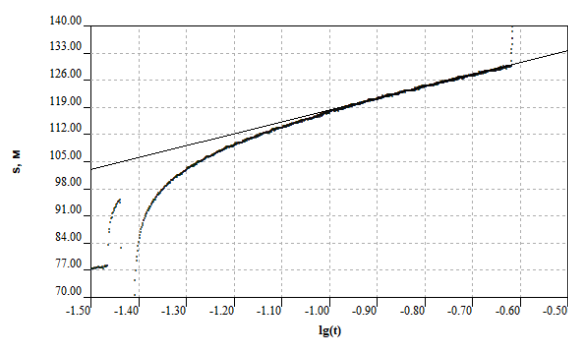
Скважина 14814b



Скважина 14828



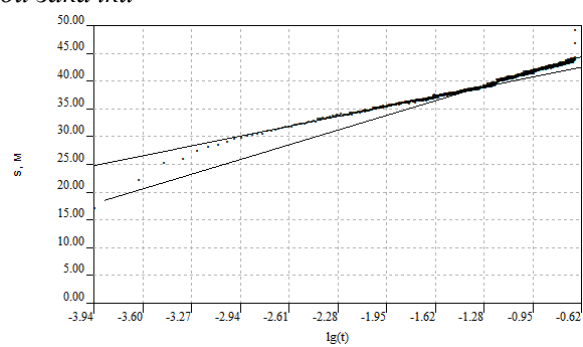
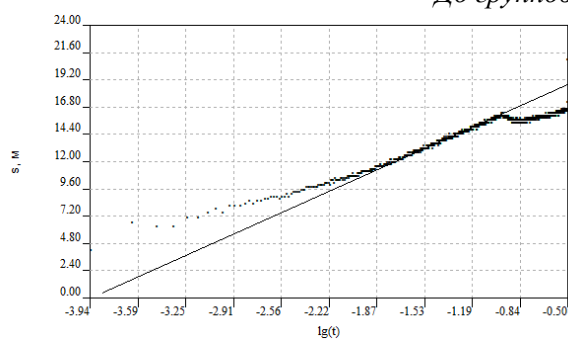
Скважина 14831



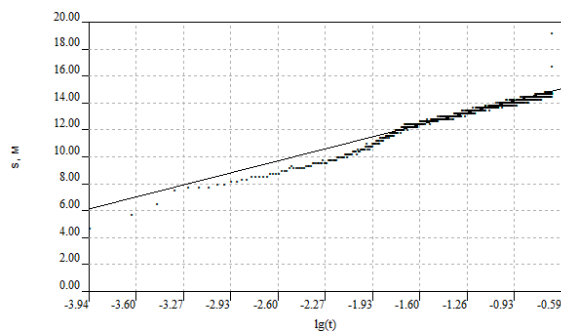
Скважина 14861

Участок №2

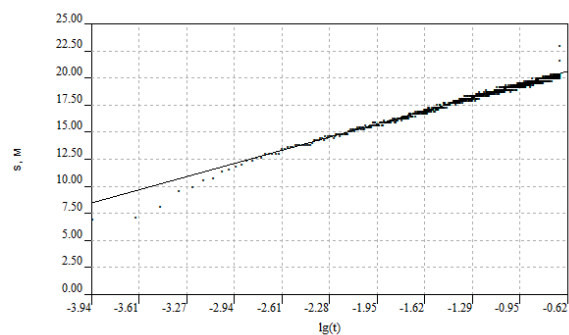
До групповой закачки



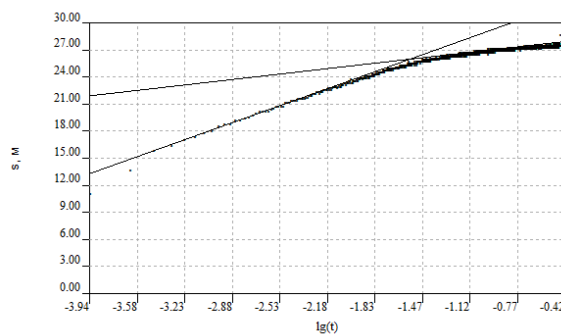
Скважина 2432



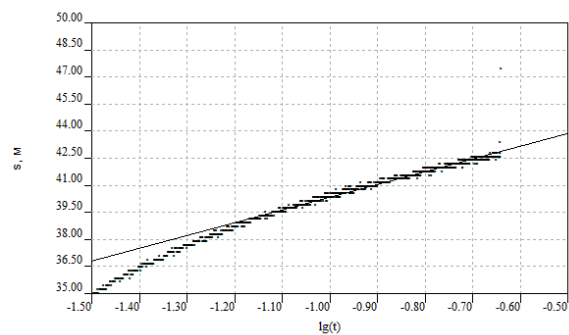
Скважина 24826



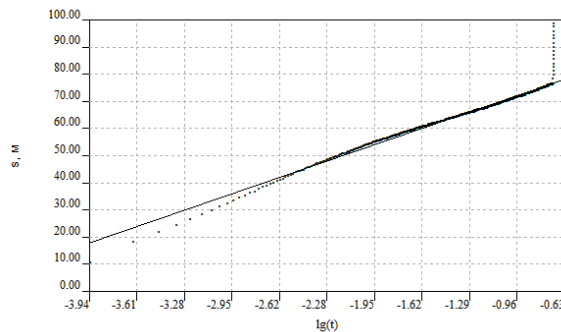
Скважина 26944



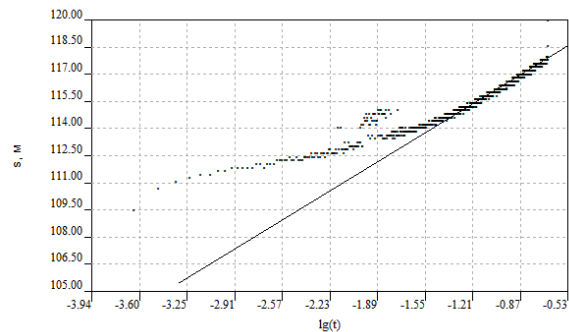
Скважина 26945



Скважина 26972

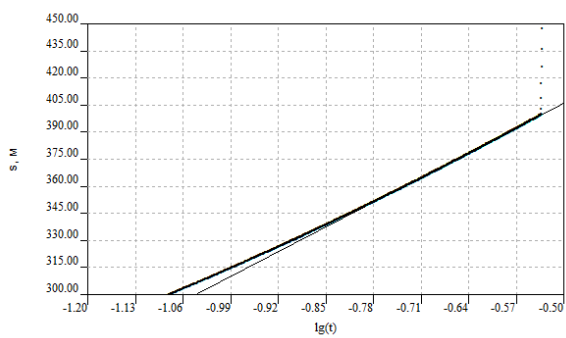


Скважина 210893

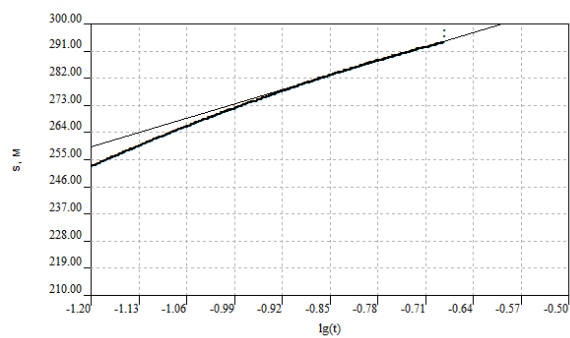


Скважина 211016

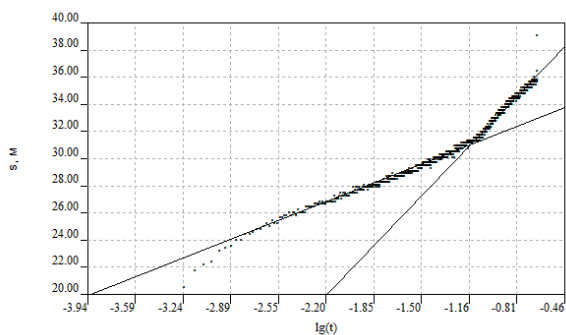
Скважина 211709



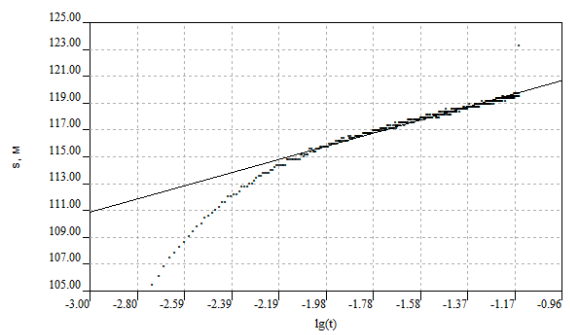
Скважина 211711



Скважина 211734

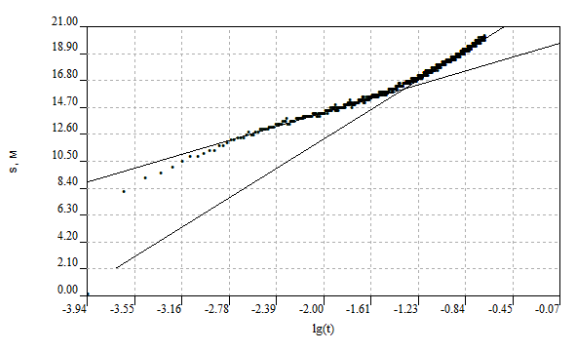


Скважина 211931

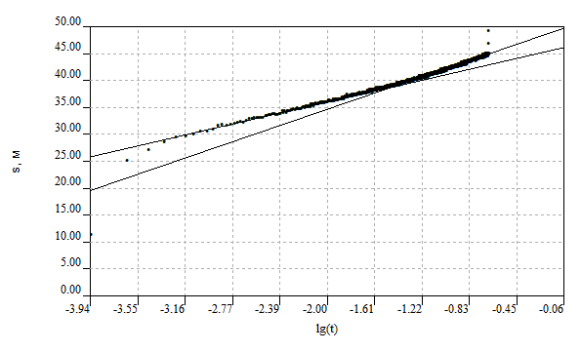


Скважина 212024

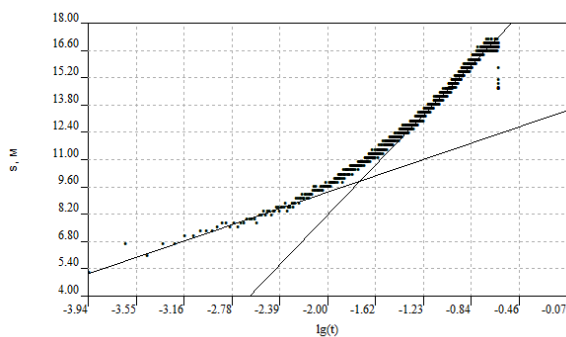
После групповой закачки



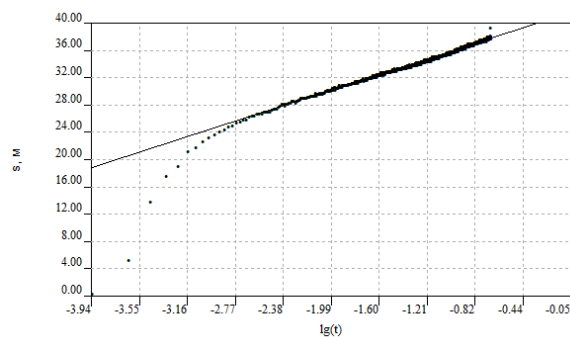
Скважина 2432



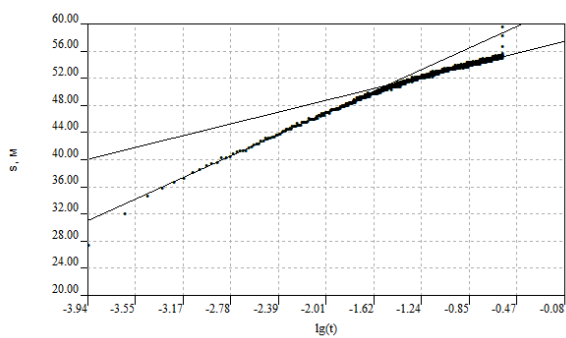
Скважина 24826



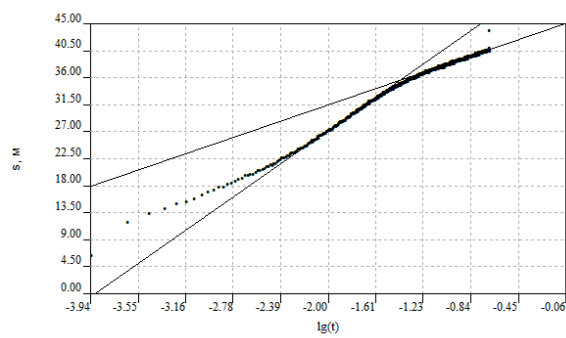
Скважина 26944



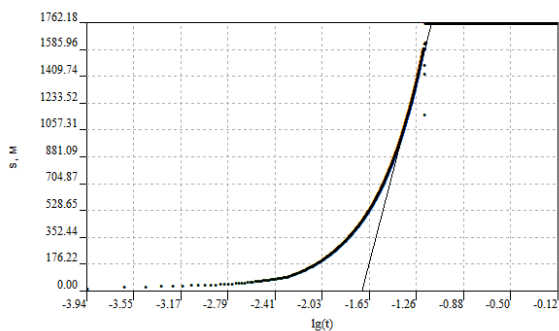
Скважина 26945



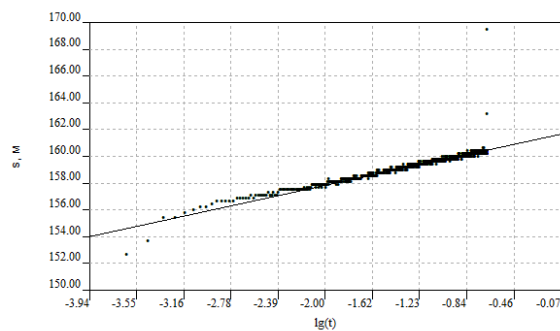
Скважина 26972



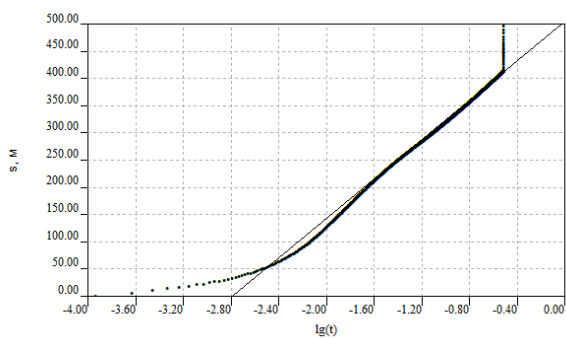
Скважина 210893



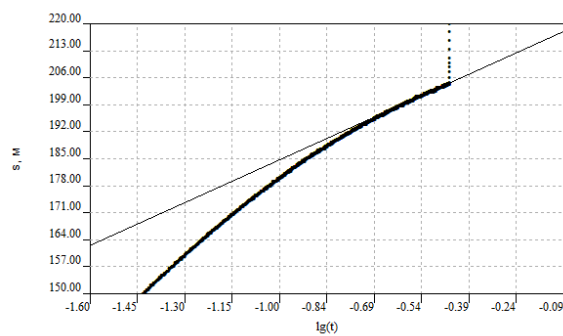
Скважина 211016



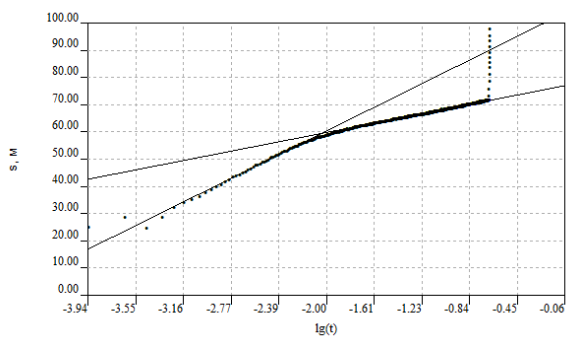
Скважина 211709



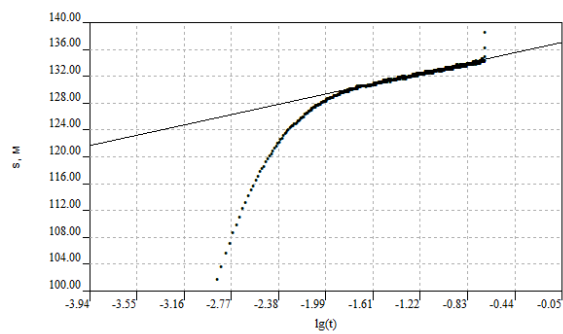
Скважина 211711



Скважина 211734



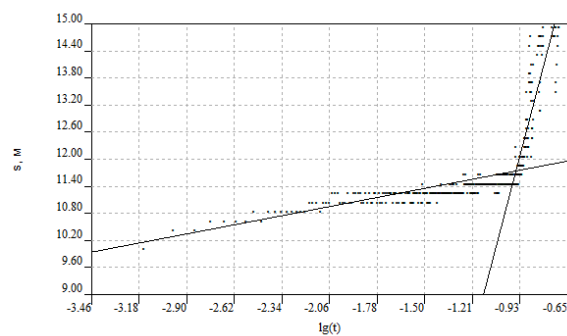
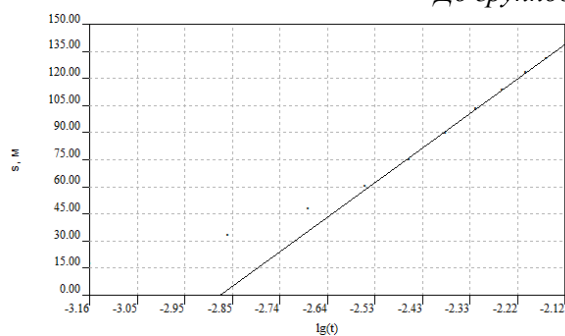
Скважина 211931



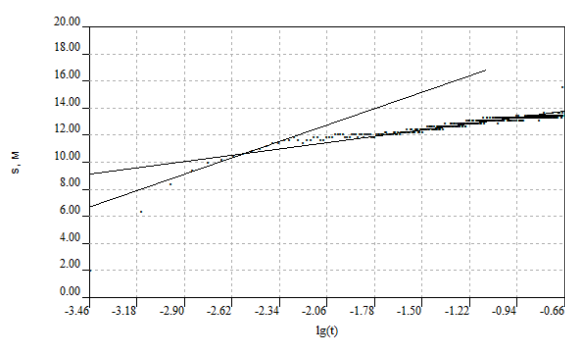
Скважина 212024

Участок №3

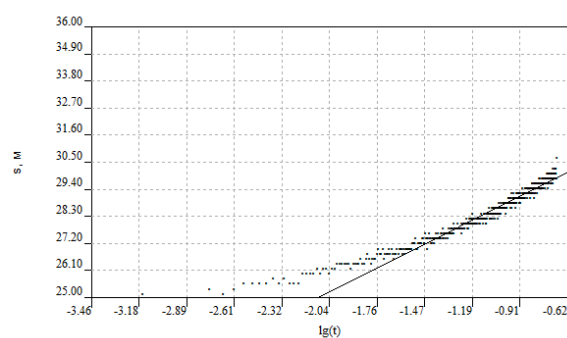
До групповой закачки



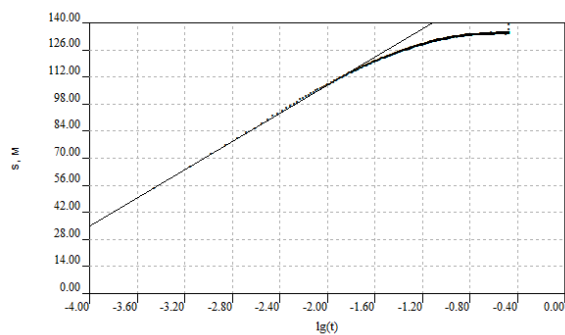
Скважина 31П



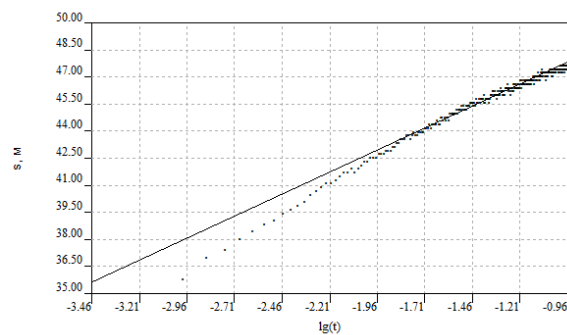
Скважина 32П



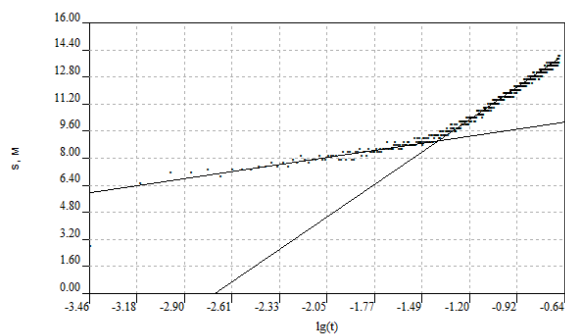
Скважина 33П



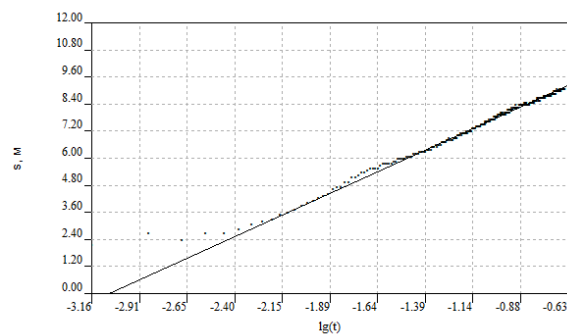
Скважина 34П



Скважина 35П

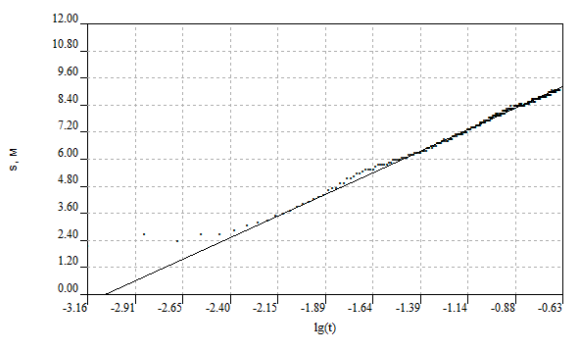


Скважина 36П

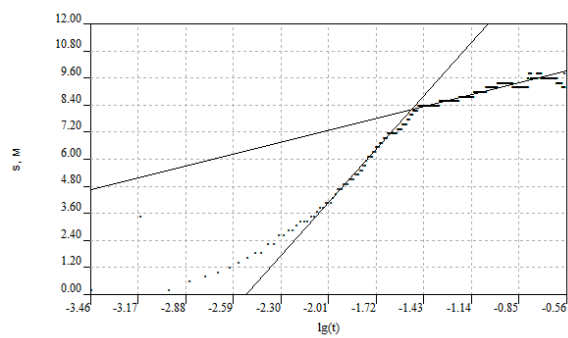


Скважина 37П

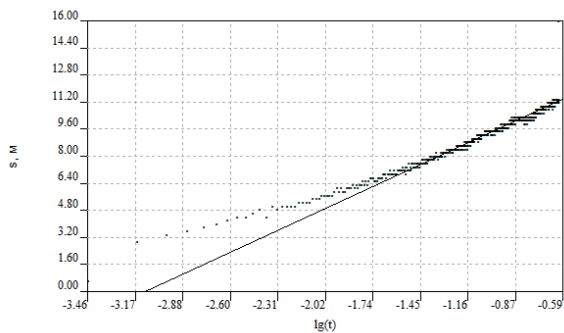
Скважина 38П



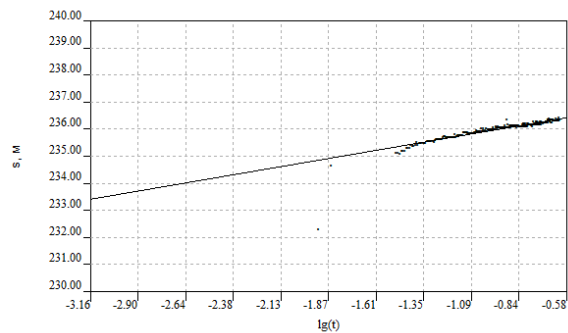
Скважина 310П



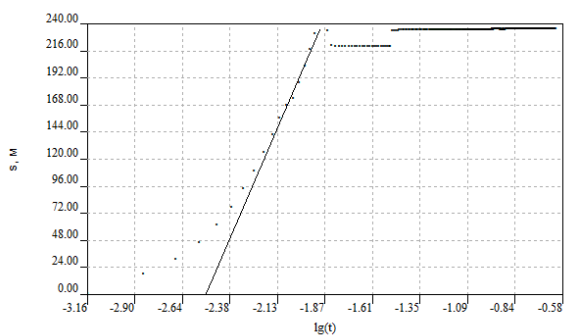
Скважина 316П



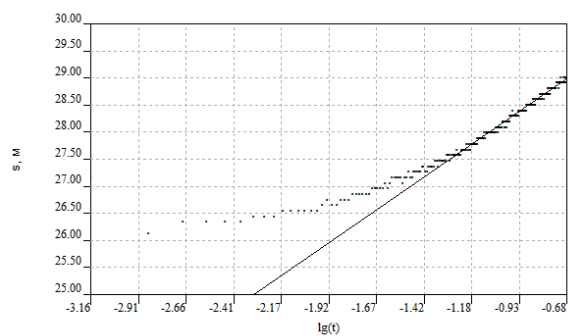
Скважина 318П



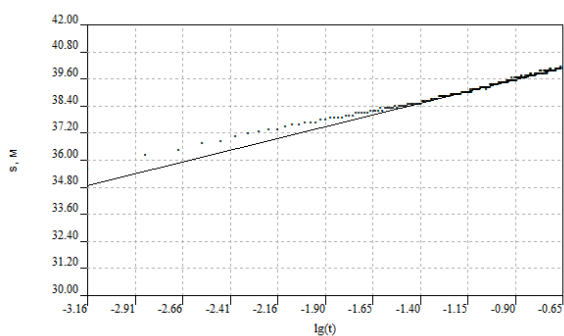
Скважина 324П_1



Скважина 324П_2

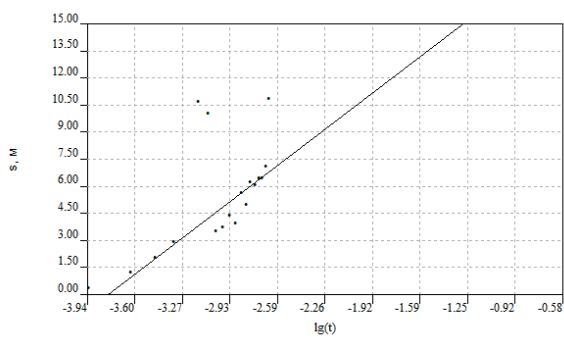


Скважина 325П

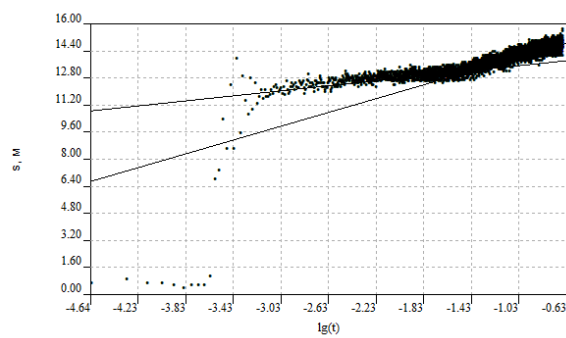


Скважина 311802

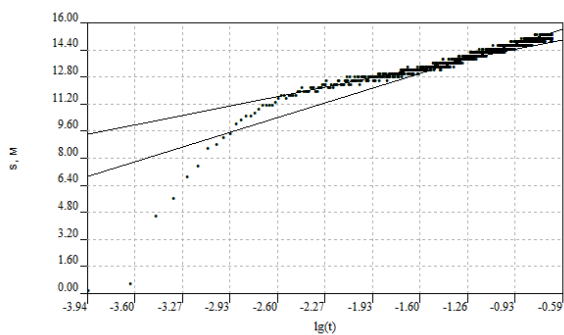
После групповой закачки



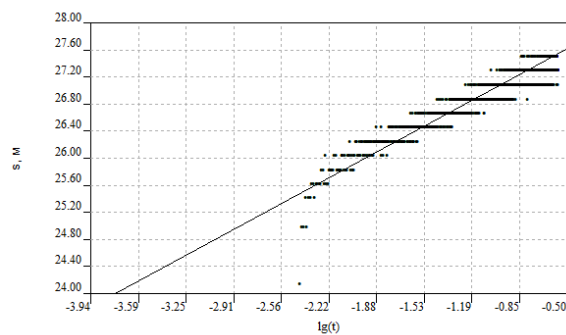
Скважина 31П



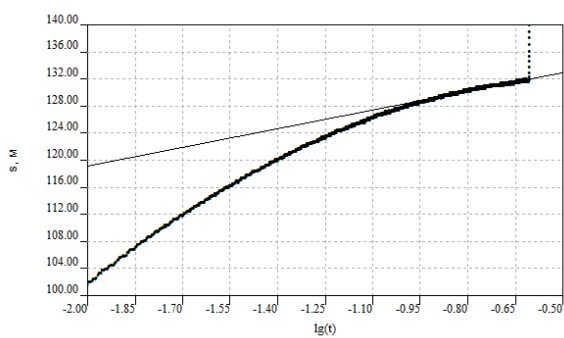
Скважина 32П



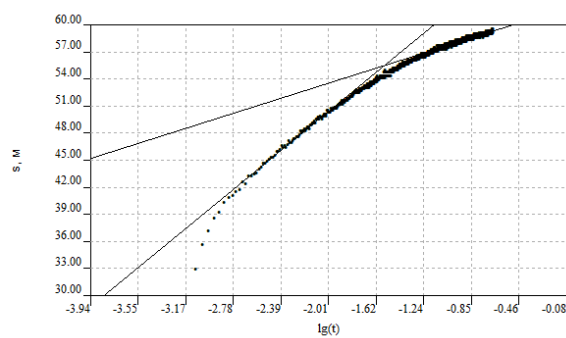
Скважина 33П



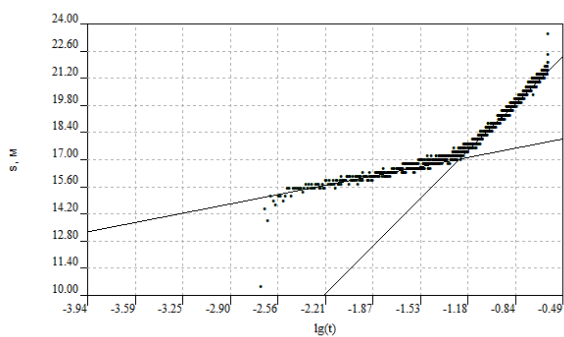
Скважина 34П



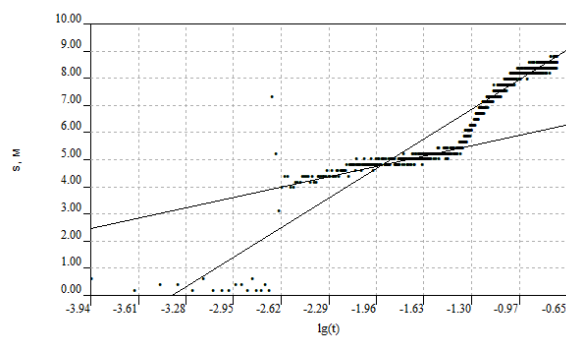
Скважина 35П



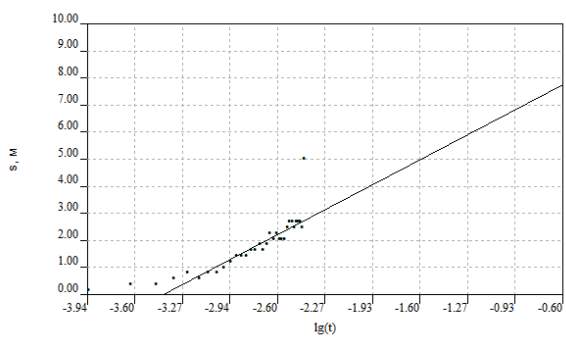
Скважина 36П



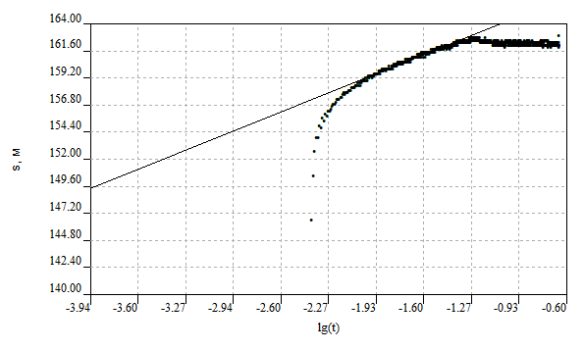
Скважина 37П



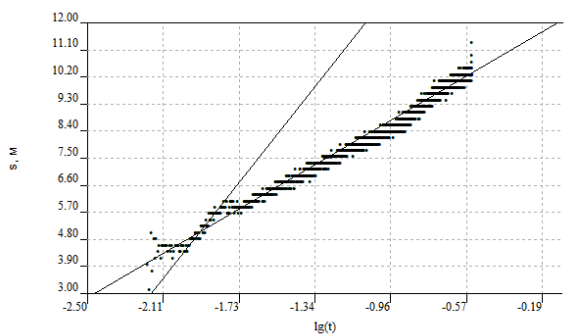
Скважина 38П



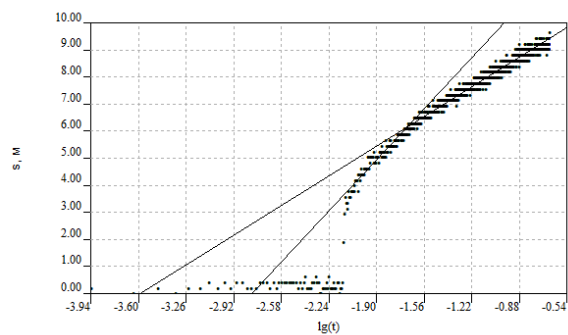
Скважина 310П_1



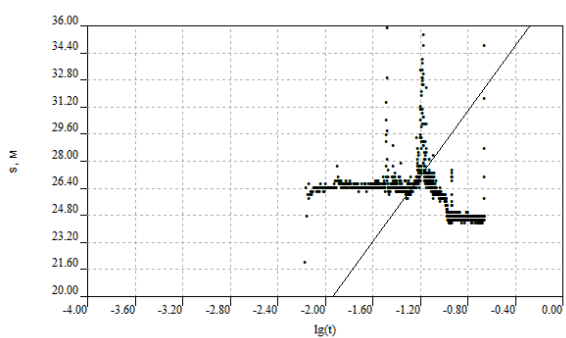
Скважина 310П_2



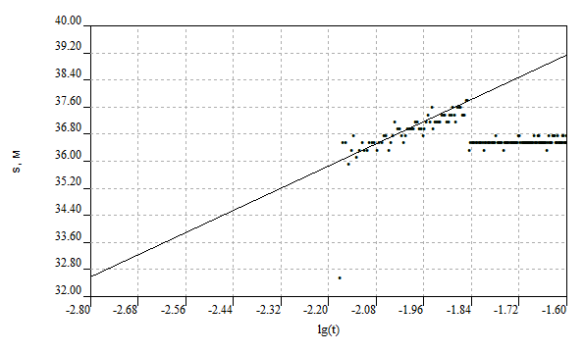
Скважина 316П



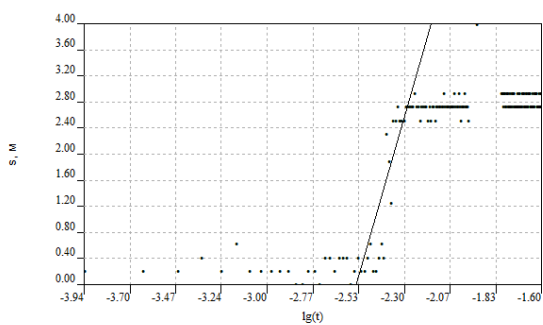
Скважина 318П



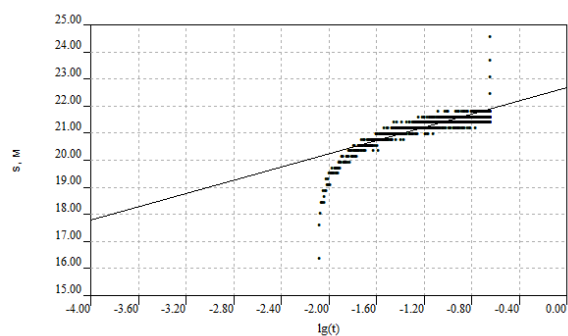
Скважина 324П



Скважина 325П



Скважина 326П



Скважина 311802

Расчетные гидрогеологические параметры пласта-коллектора по результатам обработки данных КПД и гидропрослушивания

№ сква- жины/ интервал между скважи- нами	Параметры, полученные по результатам обработки по- левых работ (предостав- лены Заказчиком)			Параметры, рассчитанные на основе параметров Заказчика						
	Прони- цае- мость $k_{пр}$, мД	Кэф- фи- ци- ент гидро- про- вод- ности, A , Д·см/с Пз	Кэффи- циент пьеzo- провод- ности a^* , м²/сут	Кэффи- циент гидро- провод- ности A , Д·см/сПз	Кэффици- ент фильтра- ции k , м/сут	Кэффициент фильтрации k , м/сут	Кэффициент водопроводимо- сти T , м²/сут/ Кэффициент фильтрации k (на интервал опробования), м/сут	Кэффициент водопроводимо- сти T , м²/сут (графоаналити- ческий метод)/ Кэффициент фильтрации k (на интервал опробования), м/сут	Кэффи- циент пьеzoпро- водности a^* , м²/сут	Кэффици- ент пьеzoпро- водности $a^*_н$, м²/сут
				$A = \frac{k_{пр} \cdot h}{\mu_{ж}}$	$k = \frac{A \cdot \gamma_{ж}}{h}$	$k = \frac{k_{пр} \cdot \gamma_{ж}}{\mu_{ж}}$	$T = \frac{Q}{S} \cdot 100 / k$ $= T/m$	$T = \frac{0,183 \cdot Q}{C} / k$ $= T/m$	$a^* = \frac{k}{\eta}$	$a^*_н = \frac{k_{пр}}{\mu_{ж} \cdot n \cdot C_t}$
Участок №1: КПД до закачки										
14694	85	85	50 964	2059	0,003	0,07	0,08/0,002	3,0/0,060	743	1737
14706	161	370	84 721	3896	0,015	0,16	21,4/0,150	40,0/0,280	1363	2771
14719	3033	1259	56 481	73 233	0,044	2,57	45,1/1,879	–	29 516	20 120
14722	2385	14 002	82 923	40 790	0,694	2,02	162/3,682	–	25 313	27 042
14758	102	41	61 275	1651	0,002	0,09	3,8/0,093	1,4/0,034	894	2088
14771	57	777	32 745	977	0,039	0,05	186,9/1,307	197,0/1,378	512	1172
14774	27	322	15 912	478	0,015	0,02	60,2/0,478	113,0/0,897	238	555
14783a	23	299	11 999	661	0,009	0,02	2,5/0,038	4,61/0,070	214	267
14783б	91	354	47 796	1553	0,018	0,08	10,8/0,277	150,0/3,846	682	1563
14806	76	777	44 185	1362	0,037	0,06	76,4/0,742	49,0/0,476	672	1381
14814б	30	464	17 261	652	0,018	0,03	37,5/0,240	17,0/0,109	263	540
14828	69	493	41 390	819	0,037	0,06	150,8/3,678	100,0/2,439	533	1186
14854б	467	424	24 870	11 062	0,015	0,4	3,4/0,155	–	21 735	2294
14861	167	200	87 792	2785	0,010	0,14	4,6/0,032	2,56/0,018	1253	2871
Среднее:	484	1419	47 165	10 141	0,07	0,41	54,7/0,91	61,6/0,87	5995	4685
Ср.геом.:	130	436	39 856	2524	0,02	0,11	16,4/0,25	21,9/0,26	1278	1911
Участок №1: КПД после закачки										
12003	235,92	2137	133 309	7142	0,060	0,200	1,75/0,015	13,0/0,113	2114	3866

14694	–	2196	12 351	–	0,077	–	0,25/0,005	3,0/0,060	–	–
14706	–	1783	11 780	–	0,062	–	0,96/0,007	6,50/0,045	–	–
14719	–	1407	42 139	–	0,049	–	6,36/0,265	2,82/0,118	–	–
14722	2406,46	537	1 477 600	41 150	0,027	2,039	52,61/1,196	67,00/1,523	25 537	27 280
14758	5,64	34	3187	91	0,002	0,005	1,89/0,046	1,27/0,031	51	92
14760	279,54	240	157 958	4529	0,012	0,237	6,07/0,552	–	2505	4581
14771	–	989	2 876 056	–	0,049	–	0,06/0,0004	0,001/1·10 ⁻⁵	–	–
14774	98,66	1749	55 750	1742	0,084	0,084	2,02/0,016	27,00/0,214	884	1617
14801	14,5	1770	7632	414	0,052	0,012	1,09/0,007	4,20/0,027	136	170
14806	75,85	1752	44 185	1362	0,083	0,064	0,68/0,007	9,10/0,088	672	1381
14828	1077,14	1754	627 469	12 818	0,131	0,958	9,39/0,229	28,00/0,683	10 025	19 612
14831	63,98	1677	36 153	1791	0,051	0,054	5,78/0,037	57,00/0,363	573	1048
14861	–	1755	35 030	–	0,089	–	1,20/0,008	0,70/0,005	–	–
14729a	19,78	9636	11 178	336	0,480	0,017	0,77/0,007	9,00/0,078	177	324
14783a	–	1750	89 283	–	0,051	–	0,86/0,013	4,66/0,071	–	–
147836	–	1751	154 063	–	0,087	–	1,39/0,036	12,00/0,308	–	–
14814a	–	–	–	–	–	–	9,04/0,068	18,40/0,139		
148146	–	1753	327 064	–	0,068	–	19,40/0,124	37,00/0,237	–	–
Среднее:	427	2389	339 010	7139	0,12	0,37	6,40/0,14	15,96/0,22	4268	5997
Ср. геом.:	103	613	69 170	1980	0,02	0,09	2,12/0,03	5,31/0,07	944	1604
<i>Участок №1: Гидропрослушивание</i>										
14801	204	3140		58	0,105	0,19	–	–	164	301
14797	79	877		17	0,038	0,08	–	–	63	117
147836	289	1130		49	0,063	0,27	–	–	232	427
14801-14797	2800	14 000	2 410 560	711	0,524	2,66	–	–	2178	6202
14801-147836	2670	25 632	4 803 840	609	1,069	2,54	–	–	2013	11 827
14722	1780	6600		304	0,373	1,72	–	–	1453	2628
14728	712	2920		85	0,237	0,69	–	–	581	1051
14722-14728	1801	7028	812 160	261	0,468	1,74	–	–	1470	2659
14722-14729a	2892	24 592	1 416 960	493	1,393	2,79	–	–	2361	4270
14722-1211	–	9982	1 200 960	–	0,564	–	–	–	–	–
14694	50	250	–	12	0,010	0,05	–	–	40	74

14706	29	415	–	7	0,016	0,03	–	–	23	43
14694-1429Д	512	4812	501 120	143	0,163	0,49	–	–	398	1134
Среднее:	1152	7798	1 857 600	229	0,39	1,10	–	–	915	2561
Ср. геом.:	485	3623	1 414 803	99	0,17	0,46	–	–	388	840
<i>Участок №2: КИД (до групповой закачки)</i>										
2432	124	3903	118 219	2786	0,148	0,105	52/0,23	26/0,12	1408	1623
24826	665	3301	291 195	13 405	0,143	0,580	23,9/0,12	20/0,1	6902	5456
26944	1023	6691	126 462	22 684	0,263	0,893	60,3/0,27	50/0,23	10 989	9891
26945	1752	3391	218 106	39 046	0,133	1,529	47,8/0,21	40/0,18	19 016	17 116
26972	6130	3428	763 117	136 918	0,134	5,350	27,4/0,12	80/0,36	66 532	59 887
210893	341	1704	42 443	7034	0,072	0,298	18,5/0,09	19/0,09	3700	3331
211016	4535	1175	1 888 606	91 910	0,049	3,842	1,3/0,01	11/0,05	47 787	44 304
211709	1032	3459	878 247	17052	0,183	0,900	7,8/0,05	28/0,17	11 197	10079
211711	10	86	8261	157	0,0045	0,008	2,3/0,01	0,8/0,005	104	93
211734	31	286	27 594	631	0,0124	0,027	3,3/0,02	2,5/0,01	339	305
211931	2930	3544	391 843	60 231	0,150	2,557	23/0,11	12/0,06	31 479	28 336
212024	304	3524	197 963	6595	0,142	0,265	2,5/0,01	33/0,15	3158	2496
Среднее:	1573	2874	412 671	33 204	0,119	1,363	22,51/0,1	26,86/0,12	16 884	15 243
Ср. геом.:	519	1893	176 306	10 580	0,081	0,451	11,90/0,06	16,43/0,07	5593	5041
<i>Участок №2: КИД (после групповой закачки)</i>										
2432	186	1770	194 815	4163	0,0690	0,162	59/0,26	26/0,12	2167	2426
24826	158	1677	147 981	3187	0,0726	0,138	18/0,09	20/0,1	1641	1297
26944	43	2137	40 671	950	0,0841	0,037	46/0,21	50/0,23	465	419
26945	146	2196	141 250	3256	0,0860	0,128	29/0,13	40/0,18	1586	1427
26972	240	1783	219 661	5357	0,0697	0,209	15/0,07	80/0,36	2603	2343
210893	35	1407	35 040	722	0,0595	0,031	25/0,12	19/0,09	380	342
211016	191	537	300 767	3876	0,0231	0,167	13/0,06	11/0,05	2076	1868
211709	3550	9636	2 446 568	58 680	0,5088	3,098	11/0,07	28/0,17	38 532	34 684
211711	4	34	3260	59	0,0018	0,003	1/0,01	0,8/0,005	37	29
211734	25	240	23 108	500	0,0104	0,022	3/0,01	2,5/0,01	269	242
211931	110	989	110 146	2262	0,0420	0,096	14/0,07	12/0,06	1182	1064
212024	128	1749	98 288	2774	0,0704	0,112	6/0,03	33/0,15	1328	1050
Среднее:	401	2013	313 463	7149	0,0914	0,350	20/0,09	26,86/0,13	4356	3933
Ср. геом.:	102	1081	97 793	2082	0,0463	0,089	13/0,06	16,43/0,08	1103	979

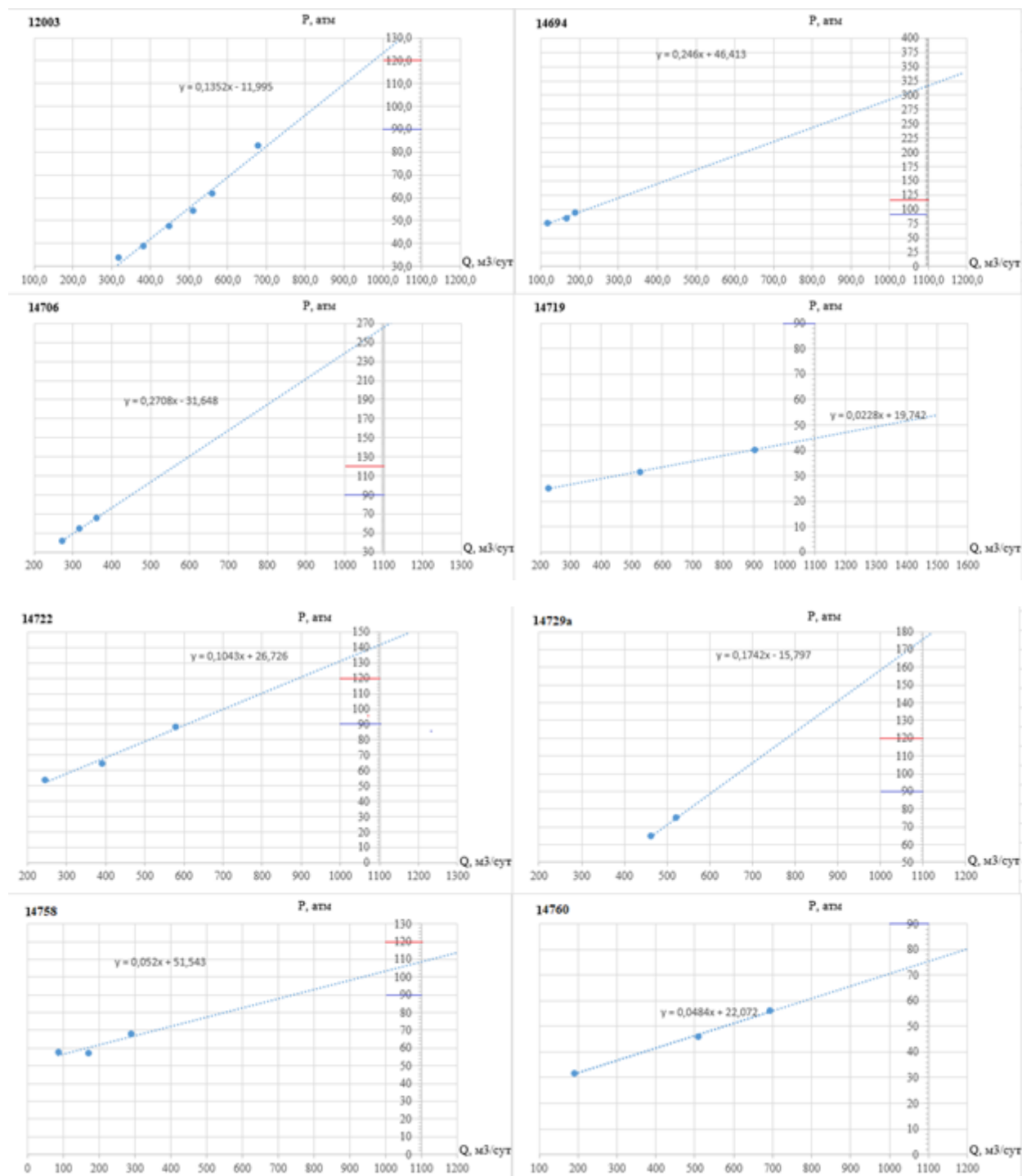
Участок №2: Гидропрослушивание										
211016– 211045	24 100	5144	1 913 760	1 074 435	0,030	7,76	–	222 008/10/1,0	7458	5336
211016	8250	1425	–	369 825	0,008	2,15	–	–	1821	3293
211931	6830	5313	–	264 344	0,036	1,97	–	–	1666	3012
210888	–	–	–	–	–	–	–	59 155/113/2,3	–	–
26944– 26945	4995	6885	–	175 582	0,051	1,09	–	–	866	5006
26944	1984	2735	–	69 498	0,020	0,53	–	–	446	806
26945	4070	4400	–	143 565	0,033	0,47	–	353/18/0,2	399	722
Среднее:	8372	4317	1 9137 60	349 541	0,030	2,33	–	93 839/47,0/1,17	2109	3029
Ср. геом.:	6163	3844	1 9137 60	238 492	0,026	1,44	–	16 674/27,3/0,77	1231	2316
Участок №3: КПД										
31П	1049	15 128	1 882 334	16 888	0,820	0,92	48,5/0,30	1,26/0,01	14 956	26 560
32П	2275	8665	3 345 063	36 854	0,467	1,99	92,3/0,57	11/0,07	27 150	32 939
33П	1573	12 166	1 715 594	25 133	0,665	1,37	114,4/0,72	40/0,25	18 772	22 773
34П	495	4125	514 459	8004	0,223	0,43	30,4/0,19	40/0,25	5904	7163
35П	314	3482	447 124	5080	0,188	0,27	7,1/0,04	2,67/0,02	3985	5770
36П	470	4011	547 181	7393	0,223	0,41	20,2/0,13	26/0,17	5307	5504
37П	304	2812	353 576	4880	0,153	0,27	72,3/0,45	24/0,15	3326	3208
38П	671	6597	1 254 689	11 040	0,350	0,59	204,2/1,24	59/0,36	9536	15 226
310П	1054	15 118	1 883 183	18 102	0,768	0,92	48,6/0,28	169/0,98	15 027	26 686
316П	6135	5317	878 109	101 257	0,281	5,35	113,5/0,69	103/0,62	72 363	8 0989
318П	1428	10 536	1 722 174	23 344	0,563	1,25	111,1/0,68	43/0,26	16 656	18 643
324П	274	655	631 967	4415	0,035	0,24	373,8/2,32	174/1,08	4211	1 1032
325П	309 046	6498	6 936 548	5 053 945	0,347	269,71	117,6/0,72	94/0,57	4 557 868	9 091 595
311802 (п)	14 1351	15 138	2 810 602	2 238 394	0,834	123,36	109,3/0,69	165/1,04	2 233 894	5 066 223
Среднее:	33 317	17 629	1 832 468	539 623	0,423	29,08	104,52/0,64	68/0,42	499 211	1 029 594
Ср. геом.:	1865	7239	1 257 032	30 267	0,327	1,63	71,82/0,44	35/0,22	24 186	35 227
Участок №3: КПД (после закачки)										
31П	30 813	205 422	90 342 743	495 926	11,139	26,89	31/0,19	28/0,17	578 065	1 513 247
32П	3214	12 976	50 67 129	52 064	0,699	2,81	76/0,47	70/0,43	38 355	46 535
33П	812	8870	1 250 866	12 977	0,485	0,71	58/0,36	50/0,31	9692	11 758
34П	1331	15 270	1 904 681	21 544	0,824	1,16	53/0,33	113/0,70	15 893	19 280

35П	86	1158	148 378	1402	0,062	0,08	4,3/0,03	14/0,09	1100	1592
36П	415	2393	325 866	6531	0,133	0,36	12/0,08	25/0,16	4688	4862
37П	144	1389	175 994	2316	0,075	0,13	26/0,16	12/0,08	1578	1523
38П	972	9806	1 865 046	15 993	0,520	0,85	141/0,86	45/0,27	13 814	22 057
310П	520	8812	1 097 669	8933	0,448	0,45	6,5/0,04	29/0,17	7415	13 169
316П	351	3080	508 617	5802	0,163	0,31	108/0,65	37/0,22	4146	4641
318П	1230	11 835	1 934 548	20 109	0,632	1,07	125/0,76	57/0,35	14 348	16 058
324П	10 330	93 462	23 716 282	166 553	5,059	9,02	45/0,28	24/0,15	164 130	291 359
325П	7177	15 210	16 236 711	117 378	0,812	6,26	30/0,18	43/0,26	105 856	211 152
326П	11 966	108 835	17 159 386	188 955	6,015	10,44	573/3,63	46/0,29	189 112	428 884
311802 (п)	1136	13 261	2 462 017	17 999	0,731	0,99	32/0,20	32/0,20	17 963	40 738
Среднее:	4700	34 119	10 946 396	75 632	1,853	4,10	92,13/0,55	42,66/0,26	77 744	175 124
Ср. геом.:	1378	11 576	2 320 265	22 317	0,624	1,20	43,81/0,26	36,38/0,22	18 478	27 717
<i>Участок №3: Гидропрослушивание</i>										
38П– 310П	21 104	312 00 0	69 336 000	354 547	15,735	17,88	–	–	15 420	25 968
38П– 311П	20 642	323 78 5	76 563 360	336 465	16,831	17,49	–	–	14 981	26 894
38П	4175	17 138		68 470	0,885	3,54	–	–	2990	6165
310П	828	3230		14 242	0,159	0,70	–	–	593	1223
311П	–	–	–	–	–	–	–	175 657/209/1,26*	–	–
316П– 318П	6875	19 355 ,6	1 978 560	112 750	1,162	6,77	–	–	6273	5374
316П– 319П	6375	16 320	1 382 400	108 375	0,945	6,28	–	–	6270	3683
316П	6640	17 760		109 560	1,060	6,54	–	–	5526	9805
318П	1338	4050		21 809	0,245	1,32	–	39 245/39/0,24	1114	1976
Среднее:	8497	89 205	37 315 080	140 777	5,0	7,56	–	107 451/124/1	6646	10 136
Ср, геом.:	5260	24 434	10 977 177	87 373	1,0	4,80	–	83 028/90,3/1	4212	6139

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

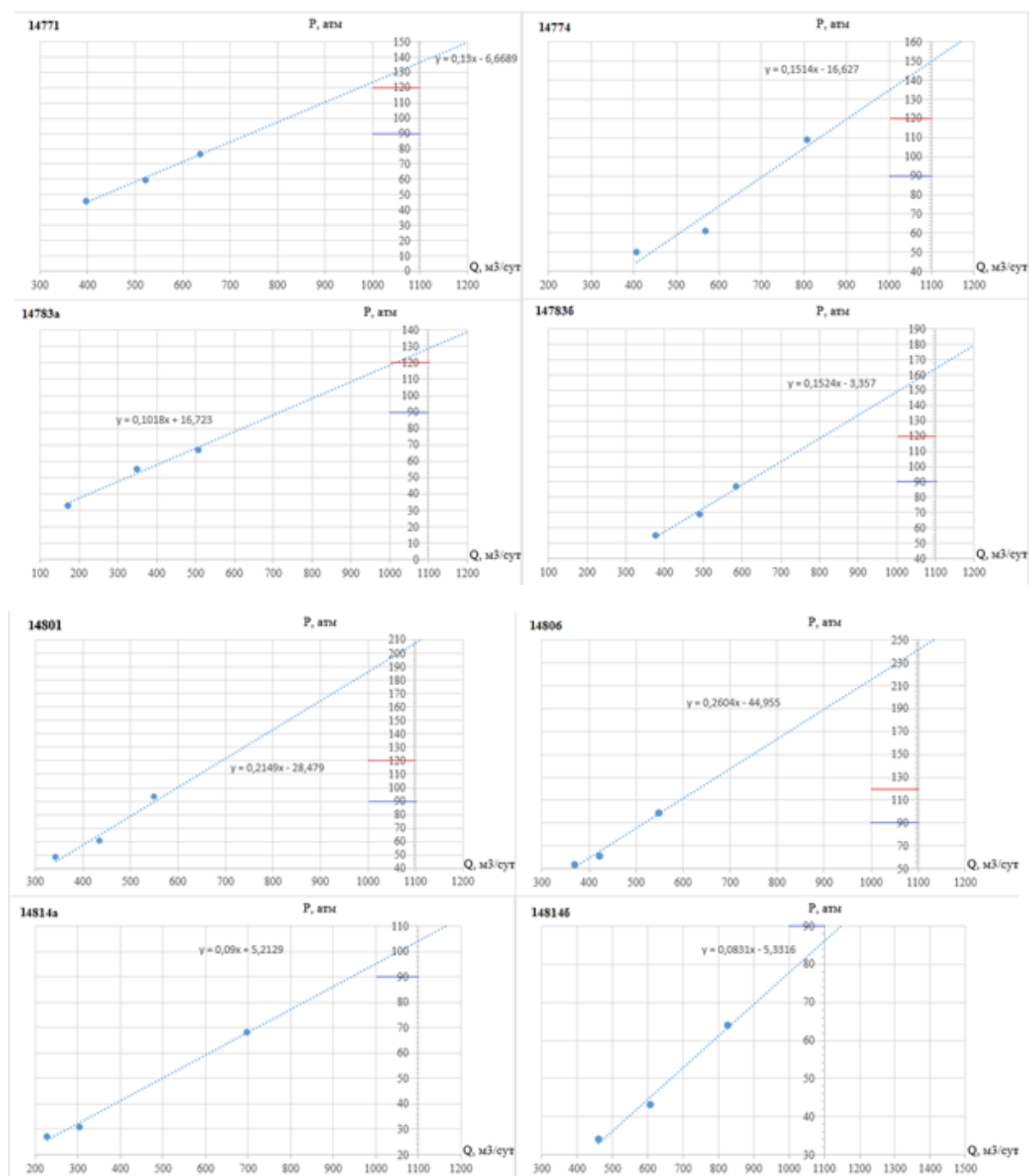
Графики зависимости давления на устье скважины от приемистости

Участок 1



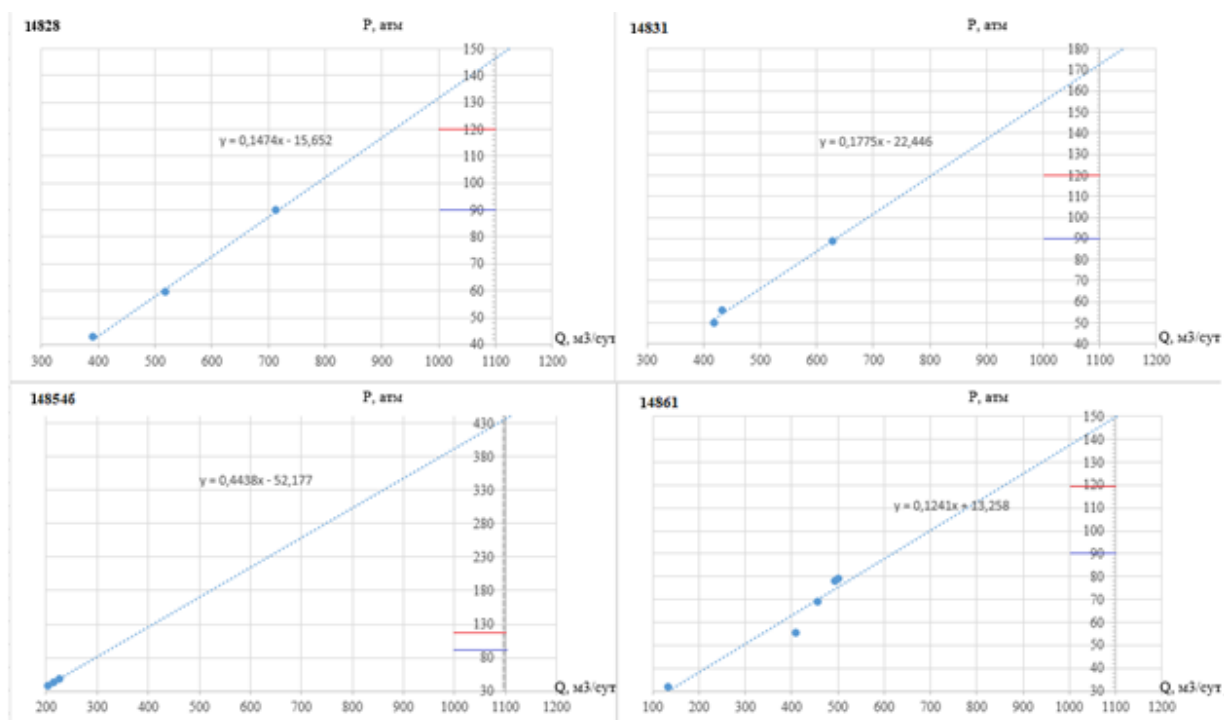
Графики зависимости давления на устье скважины от приемистости

Участок I

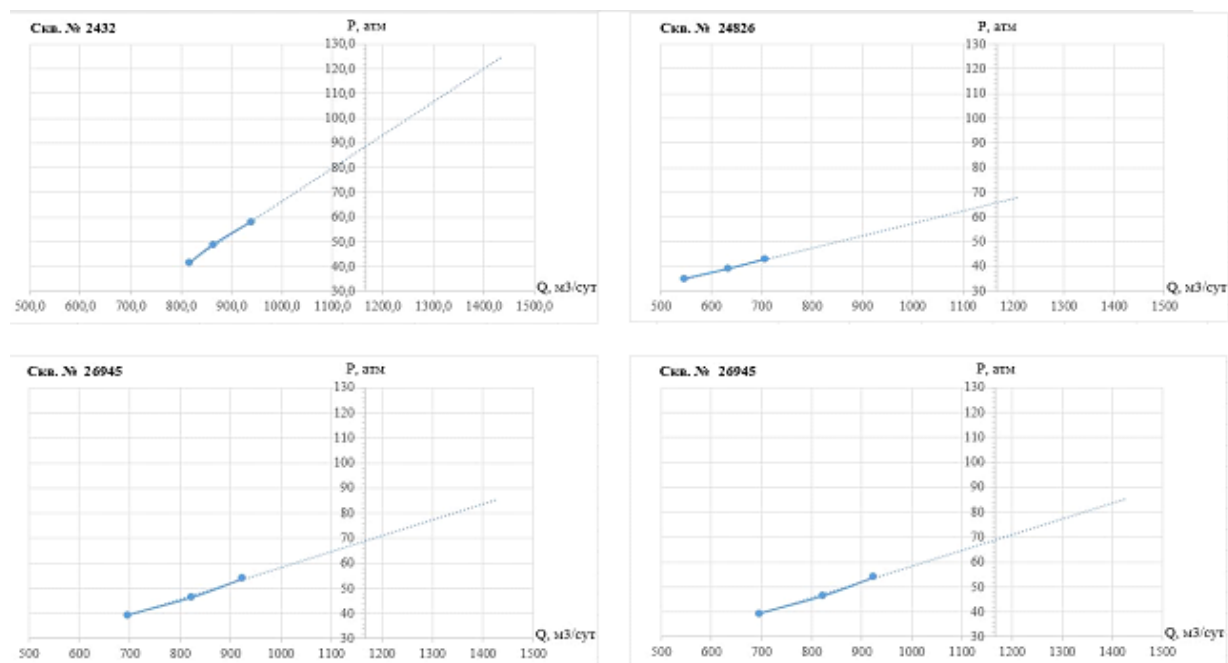


Графики зависимости давления на устье скважины от приемистости

Участок 1

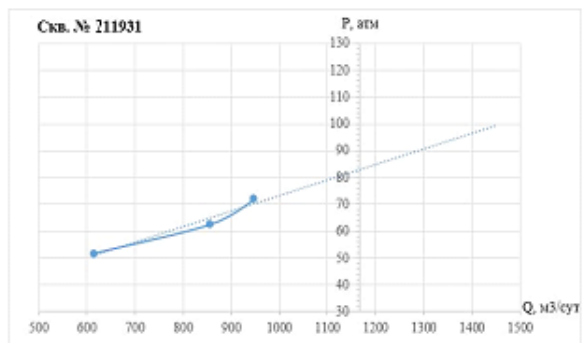
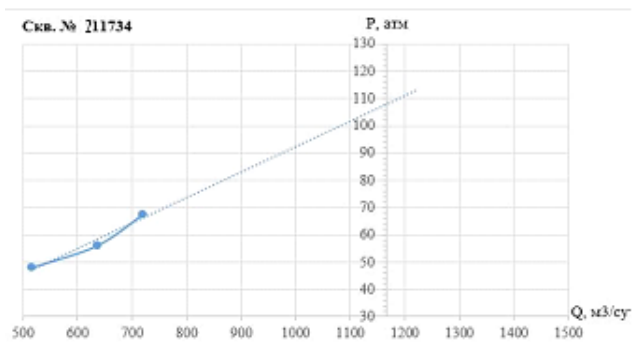
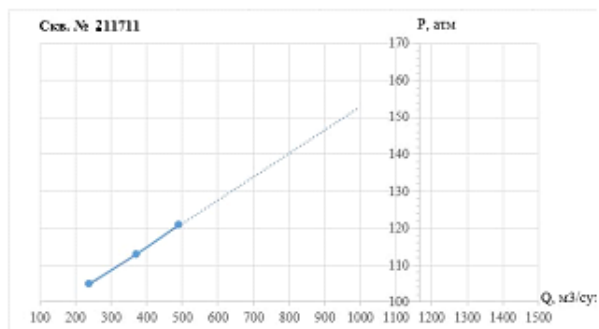
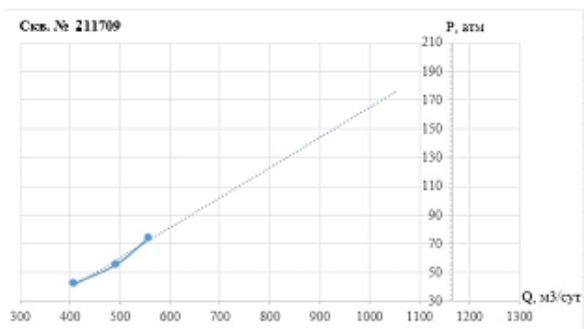
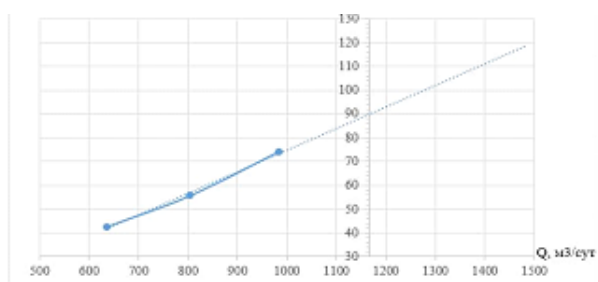
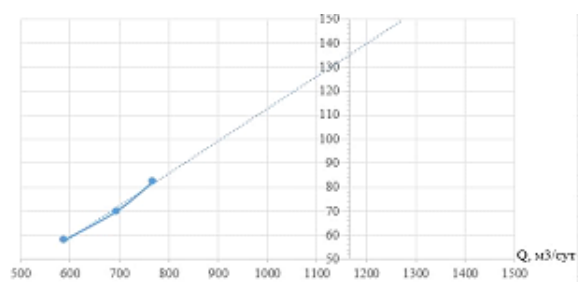


Участок 2



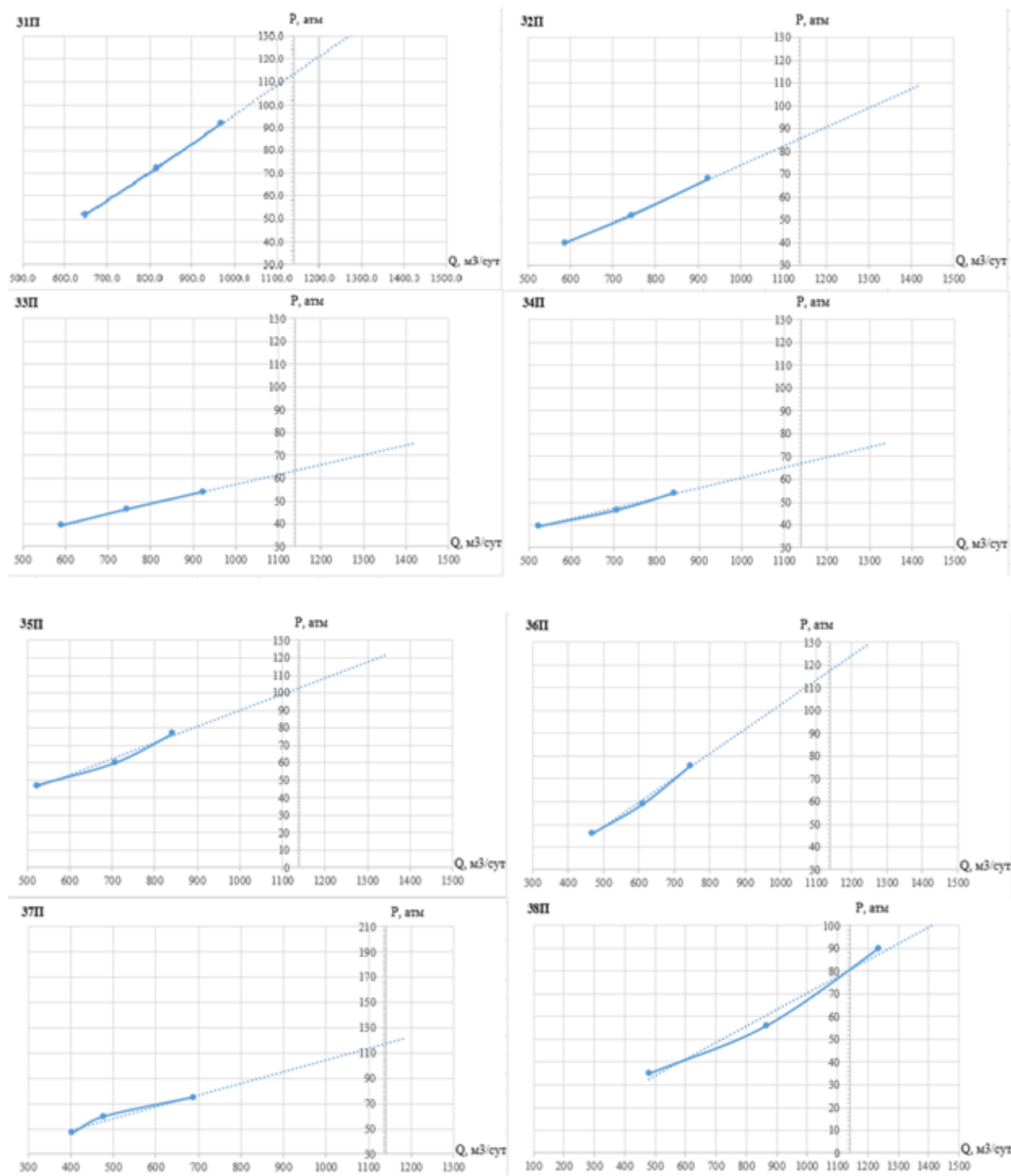
Графики зависимости давления на устье скважины от приемистости

Участок 2



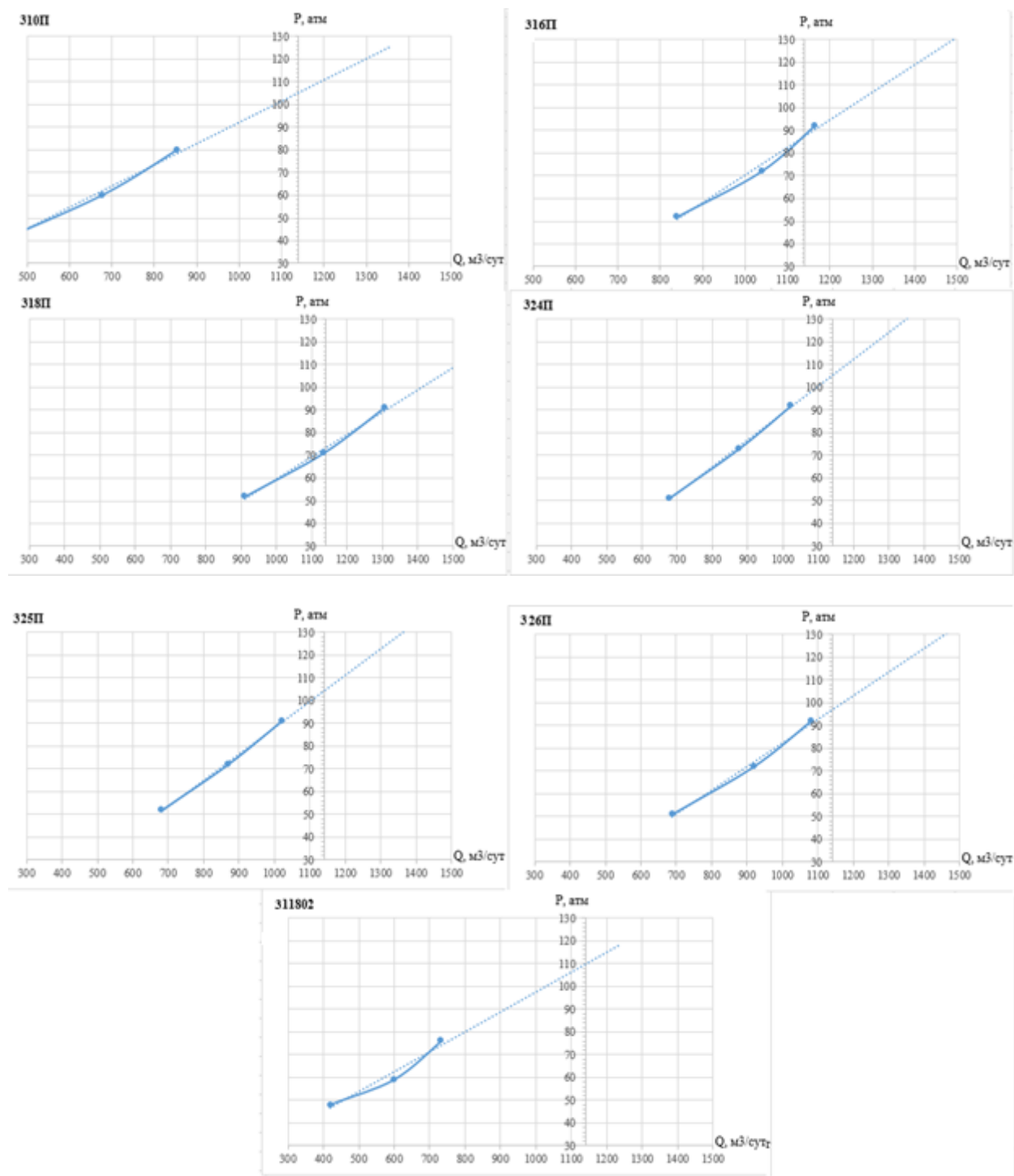
Графики зависимости давления на устье скважины от приемистости

Участок 3



Графики зависимости давления на устье скважины от приемистости

Участок 3



ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Результаты расчёта предельно допустимого устьевого давления скважин для участка №1

№ скв.	Кровля задонско-елецких отложений (D ₃ zd-el)	Абсолютная отметка устья скважины, м	Глубина до кровли задонско-елецких отложений, м	γ породы, кг/см ³	P _{заб.р.}	Плотность закачиваемой жидкости, ρ, кг/м ³	P _{у.р.} , Мпа	P _{у.р.} , атм	Средний максимальный расход за первые 4 года, Q, м ³ /сут	Потери давления по стволу скважины, ΔН, атм	P _{у.р.} , атм
12003	-1136,3	118,09	125439	2,5	31,36	1002,60	19,03	187,87	1380	1,15	189,02
14694	-1150,1	130,05	128015	2,5	32,00	1002,60	19,43	191,73	130	0,0	191,73
14706	-1154,5	152,87	130737	2,5	32,68	1002,60	19,84	195,81	1040	0,7	196,51
14719	-1168	150,97	131897	2,5	32,97	1002,60	20,01	197,55	2084	2,5	200,05
14722	-1161,2	87	124820	2,5	31,21	1002,60	18,94	186,95	1540	1,5	188,45
14758	-1160,5	117,07	127757	2,5	31,94	1002,60	19,39	191,34	580	0,25	191,59
14760	-1166,2	100,95	126715	2,5	31,68	1002,60	19,23	189,78	1950	2,35	192,13
14771	-1151,2	111,17	126237	2,5	31,56	1002,60	19,16	189,07	860	0,5	189,57
14774	-1141,4	110,66	125206	2,5	31,30	1002,60	19,00	187,52	860	0,5	188,02
14801	-1153,4	136,85	129025	2,5	32,26	1002,60	19,58	193,24	1050	0,72	193,96
4806	-1166,6	137,13	130373	2,5	32,59	1002,60	19,78	195,26	800	0,45	195,71
4828	-1214,1	134,53	134863	2,5	33,72	1002,60	20,46	201,99	1150	0,8	202,79
4831	-1157	134,34	129134	2,5	32,28	1002,60	19,60	193,41	1030	0,7	194,11
4861	-1189,5	103,39	129289	2,5	32,32	1002,60	19,62	193,64	800	0,45	194,09
14729	-1143,1	86,07	122917	2,5	30,73	1002,60	18,65	184,10	800	0,45	184,55
14783	-1175,4	112,77	128817	2,5	32,20	1002,60	19,55	192,93	800	0,45	193,38
14783	-1135,4	112,16	124756	2,5	31,19	1002,60	18,93	186,85	920	0,55	187,40
14814	-1228,9	146,28	137518	2,5	34,38	1002,60	20,87	205,96	1730	1,77	207,73
14814	-1220,6	146,41	136701	2,5	34,18	1002,60	20,74	204,74	1730	1,77	206,51
14854	-1211,6	103,67	131527	2,5	32,88	1002,60	19,96	196,99	580	0,25	197,24
Среднее значение на участке:											194,4

Результаты расчёта предельно допустимого устьевого давления скважин для участка №2

№ скв.	Кровля задонско-елецких отложений (D _{3zd-el})	Абсолютная отметка устья скважины, м	Глубина до кровли задонско-елецких отложений, м	Глубина до кровли задонско-елецких отложений, м	γ породы, кг/см ³	Р _{заб.р.}	Плотность закачиваемой жидкости, ρ, кг/м ³	Р _{у.р.} , Мпа	Р _{у.р.} , атм	Средний максимальный расход за первые 4 года, Q, м ³ /сут	Потери давления по стволу скважины, ΔН, атм	Р _{у.р.} , атм
2432	-1113,6	215,20	1328,80	1328,80	2,5	33,22	1002,60	20,16	199,02	1638	1,50	200,52
24826	-1119,2	229,01	1348,21	1348,21	2,5	33,71	1002,60	20,46	201,92	1150	0,67	202,59
26944	-1125,7	230,97	1356,67	1356,67	2,5	33,92	1002,60	20,59	203,19	1419	1,35	204,54
26945	-1136	229,01	1365,01	1365,01	2,5	34,13	1002,60	20,71	204,44	1463	1,40	205,84
26972	-1125,9	216,17	1342,07	1342,07	2,5	33,55	1002,60	20,37	201,01	1075	0,63	201,64
210893	-1097	232,97	1329,97	1329,97	2,5	33,25	1002,60	20,18	199,19	850	0,50	199,69
211016	-1128	242,03	1370,03	1370,03	2,5	34,25	1002,60	20,79	205,19	984	0,55	205,74
211709	-1127	214,58	1341,58	1341,58	2,5	33,54	1002,60	20,36	200,93	1200	0,72	201,65
211711	-1136	158,29	1294,29	1294,29	2,5	32,36	1002,60	19,64	193,85	267	0,05	193,90
211734	-1142	221,80	1363,80	1363,80	2,5	34,10	1002,60	20,70	204,26	711	0,25	204,51
211931	-1135,7	229,33	1365,03	1365,03	2,5	34,13	1002,60	20,71	204,44	1106	0,64	205,08
212024	-1098	218,62	1316,62	1316,62	2,5	32,92	1002,60	19,98	197,19	1025	0,60	197,79
Среднее значение на участке:												201,96

Результаты расчёта предельно допустимого устьевого давления скважин для участка №3

№ скв.	Кровля задонско-елецких отложений (D ₃ zd-el)	Абсолютная отметка устья скважины, м	Глубина до кровли задонско-елецких отложений, м	Глубина до кровли задонско-елецких отложений, м	γ породы, кг/см ³	P _{заб.р.}	Плотность закачиваемой жидкости, ρ, кг/м ³	P _{у.р., Мпа}	P _{у.р., атм}	Средний максимальный расход за первые 4 года, Q, м ³ /сут	Потери давления по стволу скважины, ΔН, атм	P _{у.р., атм}
31П	-1156	129,61	1285,61	128561	2,5	32,14	1002,60	19,51	192,55	1073	0,72	193,27
32П	-1207,1	126,63	1333,73	133373	2,5	33,34	1002,60	20,24	199,76	1103	0,73	200,49
33П	-1210,5	126,34	1336,84	133684	2,5	33,42	1002,60	20,29	200,22	1203	0,8	201,02
34П	-1161,5	126,74	1288,24	128824	2,5	32,21	1002,60	19,55	192,94	922	0,52	193,46
35П	-1199,7	115,19	1314,89	131489	2,5	32,87	1002,60	19,95	196,93	630	0,26	197,19
36П	-1205	113,61	1318,61	131861	2,5	32,97	1002,60	20,01	197,49	878	0,48	197,97
37П	-1209,3	113,53	1322,83	132283	2,5	33,07	1002,60	20,07	198,12	830	0,46	198,58
38П	-1174,7	120,42	1295,12	129512	2,5	32,38	1002,60	19,65	193,97	1128	0,735	194,71
310П	-1174,8	120,63	1295,43	129543	2,5	32,39	1002,60	19,66	194,02	1053	0,67	194,69
316П	-1164,5	160,42	1324,92	132492	2,5	33,12	1002,60	20,11	198,44	1203	0,8	199,24
318П	-1204,6	158,25	1362,85	136285	2,5	34,07	1002,60	20,68	204,12	1203	0,8	204,92
324П	-1146,1	129,09	1275,19	127519	2,5	31,88	1002,60	19,35	190,99	1003	0,65	191,64
325П	-1160,5	128,63	1289,13	128913	2,5	32,23	1002,60	19,56	193,08	1003	0,65	193,73
326П	-1156,6	128,10	1284,70	128470	2,5	32,12	1002,60	19,49	192,41	1003	0,65	193,06
311802	-1159,4	183,20	1342,60	134260	2,5	33,57	1002,60	20,37	201,08	885	0,48	201,56
Среднее значение на участке:												197,04

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Средние по трем участкам фильтрационные и емкостные параметры [6]

Гори- зонт	Параметры							
	В пределах участка				Основное поле (за пределами центральной части модельной области)			
	Коэффициент фильтрации горизонталь- ный, м/сут	Коэффициент фильтрации вертикаль- ный, м/сут	Коэффициент упругоемко- сти, м ⁻¹	Пори- стость, б/р	Коэффициент фильтрации горизонталь- ный, м/сут	Коэффициент фильтрации вертикаль- ный, м/сут	Коэффициент упругоемко- сти, м ⁻¹	Пори- стость, б/р
ЛВУ	0,001	0,0001	3,40E-08	0,02	0,001	0,0001	3,40E-08	0,02
БТ	0,08	0,008	4,00E-07	0,1	0,08	0,008	4,00E-07	0,1
ВСТ	0,05	0,005	1,25E-06	0,08	0,05	0,005	1,25E-06	0,08
ЭТ	0,64	0,042	5,50E-05	0,13	0,1-1,0	0,01-0,1 0,025 _w	2,00E-05	0,09
НСТ	0,01	0,001	3,50E-07	0,07	0,01	0,001	3,50E-07	0,075
РВУ	0,001	0,0001	5,00E-08	0,02	0,001	0,0001	5,00E-08	0,02

1. Значения фильтрационных параметров для эксплуатационной толщи приняты на основании результатов КПД, проведенных после групповой закачки;
2. Значения для 1-3, 5-6 модельных слоев приняты на основании фондовых данных и справочной литературы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Распределение расходов методом подбора для участка №1, м³/сут

№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
12003	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	600,0	500,0	400,0	300,0	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14694	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14706	678,0	678,0	678,0	678,0	678,0	678,0	678,0	678,0	678,0	678,0	678,0	565,0	500,0	400,0	309,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14719	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	1000,0	850,0	650,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14722	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	1080,0	900,0	800,0	648,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14758	444,0	444,0	444,0	444,0	444,0	444,0	444,0	444,0	444,0	444,0	444,0	300,0	300,0	200,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14760	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1100,0	950,0	700,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14771	696,0	696,0	696,0	696,0	696,0	696,0	696,0	696,0	696,0	696,0	696,0	500,0	400,0	300,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14774	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	500,0	500,0	400,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14801	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	700,0	600,0	500,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14806	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	438,0	350,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14828	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	650,0	500,0	400,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14831	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	650,0	500,0	400,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14861	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	500,0	400,0	400,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14729a	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	500,0	400,0	400,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14783a	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0	500,0	400,0	400,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
147836	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	500,0	500,0	400,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
14814a	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	1050,0	900,0	750,0	600,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
148146	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	900,0	750,0	600,0	326,3	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
148546	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	290,0	290,0	290,0	250,0	209,3	127,0	77,9	17,4	6,7
Сумма	15408	15408	15408	15408	15408	15408	15408	15408	15408	15408	15408	12055	10328	8438	6079	3976	2412	1480	330	128

Распределение расходов методом подбора для участка №2, м³/сут

№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
2432	1850	1850	1850	1000	940,0	920,0	920,0	900,0	850,0	850,0	800,0	700,0	600,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
24826	1200	1200	1200	1000	940,0	920,0	920,0	900,0	850,0	850,0	800,0	650,0	569,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
26944	1600	1600	1600	875	875,0	875,0	850,0	800,0	800,0	750,0	700,0	650,0	569,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
26945	1550	1550	1550	1200	1200,0	1120,0	1000,0	900,0	900,0	850,0	800,0	650,0	569,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
26972	1100	1100	1100	1000	1000,0	920,0	900,0	900,0	900,0	850,0	750,0	650,0	569,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
210893	850	850	850	850	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	800,0	750,0	650,0	570,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
211016	1000	1000	1000	934	934,0	920,0	920,0	900,0	850,0	800,0	750,0	650,0	570,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
211709	1200	1200	1200	1200	1082,0	1082,0	1058,0	982,0	895,0	800,0	734,0	680,0	570,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
211711	400	400	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
211734	950	950	472	472	472,0	472,0	472,0	472,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
211931	1200	1200	1200	825	825,0	825,0	825,0	825,0	825,0	800,0	750,0	700,0	600,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
212024	1100	1100	1100	800	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	787,0	750,0	700,0	600,0	443,6	303,5	186,0	109,4	70,9	10,5	6,2
Сумма	14000	14000	13122	10156	9918	9704	9515	9229	8970	8587	8034	7130	6236	4880	3338	2046	1203	780	115	68

Распределение расходов методом подбора для участка №3, м³/сут

Скв	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
31П	1250,0	1250,0	950,0	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
32П	1300,0	1300,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
33П	1500,0	1500,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
34П	950,0	950,0	945,0	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
35П	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
36П	890,0	890,0	890,0	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
37П	830,0	830,0	830,0	830,0	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
38П	1350,0	1350,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
310П	1200,0	1200,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
316П	1500,0	1500,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
318П	1500,0	1500,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5

Скв	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
324П	1100,0	1100,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
325П	1100,0	1100,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
326П	1100,0	1100,0	968,3	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
311802	900,0	900,0	900,0	841,9	820,3	801,6	785,1	760,2	737,6	704,1	655,9	580,6	507,8	397,4	271,8	166,7	97,9	63,5	9,3	5,5
Сумма	17100	17100	13860	12405	12114	11853	11622	11273	10956	10488	9813	8709	7617	5961	4077	2500	1469	953	140	83

ПРИЛОЖЕНИЕ 9.
Прогнозные величины устьевых давлений по результатам моделирования

Участок 1																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
12003	116,7	118,2	119,1	119,6	118,6	117,2	112,0	103,7	96,1	64,0	54,1	45,3	36,5	27,5	18,5	11,2	8,7	3,5	2,1	1,3
14694	89,0	89,9	90,5	90,9	81,0	69,3	4,9	3,7	3,7	3,6	3,4	3,2	3,0	2,8	2,5	2,1	1,8	1,6	1,3	1,1
14706	117,8	118,7	119,3	119,8	119,0	116,7	108,4	107,3	104,5	91,2	79,3	70,3	56,9	44,5	29,6	18,7	12,0	4,1	2,3	1,2
14719	117,5	119,7	104,9	95,1	94,1	93,3	90,2	85,1	80,4	65,9	54,9	46,6	36,0	19,0	11,5	6,8	6,0	2,7	1,7	1,2
14722	116,8	118,1	118,9	119,3	118,3	116,9	111,7	103,2	95,6	85,7	82,2	73,1	59,9	32,6	20,6	13,2	8,7	3,4	2,1	1,3
14758	109,7	111,0	111,7	112,2	109,6	106,4	94,8	94,3	78,6	77,8	60,9	59,9	41,8	63,0	40,8	25,5	16,2	5,3	2,7	1,3
14760	116,6	118,2	119,1	119,6	118,9	117,9	113,7	108,0	104,2	88,8	80,8	70,3	53,2	27,6	17,5	11,4	7,6	3,3	2,0	1,3
14771	113,1	115,0	116,1	116,7	115,1	113,0	105,0	92,3	80,8	80,0	70,7	57,5	44,2	46,4	30,2	19,2	12,4	4,6	2,6	1,4
14774	115,5	117,6	118,7	119,4	117,6	115,1	111,3	104,0	91,0	89,9	79,5	78,3	64,1	52,6	33,9	21,5	13,8	5,1	2,7	1,4
14801	115,2	117,8	119,1	119,9	118,5	116,6	114,8	112,6	102,1	100,8	90,2	77,9	65,6	45,2	29,1	18,6	12,1	4,8	2,7	1,5
14806	115,0	117,6	118,9	119,6	117,6	114,9	105,5	104,6	98,5	96,9	88,0	77,0	62,7	57,3	37,5	23,7	15,2	5,7	2,9	1,5
14828	116,5	118,3	119,3	119,8	118,5	116,7	110,1	103,5	93,7	81,7	70,1	60,7	49,0	40,2	26,1	16,6	10,7	4,1	2,3	1,3
14831	115,5	116,9	117,7	118,2	116,7	114,7	107,6	103,2	92,7	91,9	81,4	64,0	51,5	42,2	27,2	17,2	11,1	4,1	2,2	1,2
14861	107,1	107,9	108,4	108,8	107,1	104,8	96,6	96,2	85,1	84,4	70,1	56,6	55,9	46,4	29,6	18,6	11,9	4,1	2,2	1,1
14729a	116,2	117,4	118,2	118,6	116,7	114,3	105,6	105,0	93,2	92,3	76,8	62,1	60,9	50,7	32,4	20,4	13,1	4,6	2,4	1,3
14783a	111,5	113,4	114,5	115,2	113,5	111,2	102,8	102,3	90,8	89,9	74,9	60,8	59,6	49,5	31,9	20,3	13,1	4,8	2,6	1,4
147836	115,2	117,6	118,8	119,6	118,1	116,0	108,2	96,1	88,7	74,5	70,7	70,0	57,3	47,1	30,6	19,5	12,6	4,8	2,7	1,5
14814a	115,9	118,2	119,5	114,5	112,8	111,6	107,2	96,4	93,7	87,1	78,7	66,1	53,8	33,3	21,2	13,7	9,0	4,1	2,3	1,4
148146	114,6	116,9	118,1	112,3	111,0	109,8	105,6	103,4	96,4	87,5	73,2	61,5	50,0	30,6	19,6	12,8	8,5	3,8	2,2	1,4
148546	116,5	117,4	118,0	118,4	115,5	111,8	105,9	85,4	67,0	65,6	65,0	64,6	64,2	56,2	45,2	28,7	18,1	5,9	2,8	1,2

Участок 2																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
2432	86,6	86,9	50,6	44,3	43,4	43,4	42,7	40,8	40,6	38,7	34,6	30,1	23,4	17,0	11,5	7,6	5,5	2,7	2,0	1,6
24826	88,7	89,2	77,9	73,0	71,5	71,5	70,3	66,9	66,7	63,4	52,9	46,4	37,3	26,8	17,7	11,4	8,0	3,4	2,4	1,8
26944	88,6	88,8	59,3	55,7	55,8	54,5	51,7	51,4	48,8	45,8	42,8	38,0	30,6	22,0	14,6	9,4	6,6	2,9	2,1	1,5
26945	89,1	89,4	72,4	70,5	66,5	60,0	54,3	53,8	51,3	48,5	40,4	35,3	28,3	20,2	13,0	8,1	5,4	1,9	1,1	0,6
26972	83,3	83,7	78,1	78,1	72,9	71,5	71,5	71,6	66,3	58,5	50,5	43,7	34,9	24,9	16,3	10,5	7,4	3,0	2,3	1,6
210893	85,6	87,0	88,8	89,3	89,6	89,8	90,0	90,2	86,3	81,4	72,4	63,9	52,0	37,9	25,3	16,3	11,1	5,0	3,1	2,1
211016	87,1	87,3	82,4	82,2	81,3	81,4	79,9	75,9	71,6	67,3	59,0	51,9	41,3	29,1	18,7	11,7	8,0	2,8	2,0	1,3
211709	88,3	88,5	88,6	79,2	78,7	76,3	70,4	64,5	57,1	52,5	47,8	40,6	32,0	22,5	14,3	8,9	6,1	2,0	1,4	0,9
211711	86,3	46,7	2,0	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
211734	86,9	67,2	46,1	46,0	46,2	46,4	46,6	45,1	44,9	45,0	45,1	45,1	44,6	33,7	22,6	14,6	10,1	4,5	2,9	2,1
211931	86,8	87,4	67,0	62,9	63,1	63,3	63,4	63,6	62,2	59,0	55,4	48,8	38,2	27,7	18,7	12,2	8,5	4,1	2,7	2,0
212024	88,7	89,0	68,5	67,2	67,3	67,4	67,5	67,6	66,7	63,8	59,9	52,0	39,4	27,9	18,0	11,4	7,9	2,9	2,1	1,5
Участок 3																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
31П	65,9	52,8	46,8	45,3	44,5	43,8	42,7	41,6	40	37,7	33,9	30,1	24,5	17,9	12,1	8,1	5,8	2,9	2,2	1,8
32П	89	73,8	67,5	65,5	64	62,7	61,7	60,8	60	56,8	52,3	47,8	39,1	27,8	18,2	11,7	8,3	3,3	2,5	1,8
33П	88	59,6	54,5	52,8	51,6	50,5	49,9	48,4	46,1	42,7	40,4	37	30	22,3	15,7	10,3	7,3	3,2	2,4	1,8
34П	71,5	72,1	65,1	63,4	62,2	61,2	59,5	58	55,7	52,2	46,9	41,4	33,4	24	15,9	10,4	7,4	3,2	2,4	1,8
35П	80,5	81,5	81,7	81,8	82	82,1	82,2	82,3	82,3	82,3	76,5	67,5	53,9	38,2	24,7	15,5	10,7	3,8	2,7	1,9
36П	88,5	89,5	84,9	82,6	80,8	79,1	76,6	74,3	72,8	69,7	63,8	56,8	45,9	33,1	22,2	14,1	9,7	3,7	2,6	1,9
37П	88,1	89,1	89,5	88,7	86,9	85,3	82,8	80,5	77,1	72,1	65,7	58,8	47,1	33,5	21,8	13,8	9,6	3,6	2,6	1,9
38П	88,1	66,6	62,3	60,4	59,2	58,2	56,6	55,1	52,8	49,5	45,7	40,4	32,6	23,5	15,5	10,1	7,2	3,2	2,4	1,8
310П	87,1	72,6	63,6	61,7	60,5	59,5	57,9	56,3	54,1	50,8	45,5	40,3	32,5	23,4	15,5	10,1	7,2	3,2	2,4	1,8
316П	88,1	63	53,8	52,2	51,3	50,4	49,1	47,9	46	43,2	38,9	34,5	27,9	20,3	13,6	9	6,5	3,1	2,4	1,8
318П	83	57,4	49,1	47,7	46,9	46,1	45	43,8	42,1	39,6	35,7	31,6	25,7	18,7	12,7	8,4	6,1	3	2,3	1,8
324П	81,7	73,4	64,5	62,7	61,5	60,4	58,8	57,2	54,9	51,5	46,1	40,7	32,8	23,5	15,5	10	7,1	3	2,3	1,8
325П	83,3	75,3	66,2	64	62,8	61,7	60,1	58,5	56,1	52,7	47,3	41,8	33,8	24,3	16,1	10,4	7,4	3,2	2,4	1,8
326П	74,7	67,2	59,2	57,5	56,4	55,5	54	52,6	50,5	47,4	42,5	37,5	30,2	21,8	14,4	9,4	6,7	3	2,3	1,8
311802	75,9	76,4	72,2	70,4	69	67,8	65,9	64,1	61,4	57,6	51,5	45,4	36,3	25,8	16,8	10,7	7,5	2,9	2,2	1,6

Прогнозные величины забойных давлений по результатам моделирования

Участок 1																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
12003	273,1	274,6	275,5	276,0	275,0	273,6	268,4	260,1	252,5	220,4	210,5	201,7	192,9	183,9	174,9	167,6	165,1	159,9	158,5	157,7
14694	250,2	251,1	251,7	252,1	242,2	230,5	166,1	164,9	164,9	164,8	164,6	164,4	164,2	164,0	163,7	163,3	163,0	162,8	162,5	162,3
14706	281,6	282,5	283,1	283,6	282,8	280,5	272,2	271,1	268,3	255,0	243,1	234,1	220,7	208,3	193,4	182,5	175,8	167,9	166,1	165,0
14719	279,3	281,5	266,7	256,9	255,9	255,1	252,0	246,9	242,2	227,7	216,7	208,4	197,8	180,8	173,3	168,6	167,8	164,5	163,5	163,0
14722	272,4	273,7	274,5	274,9	273,9	272,5	267,3	258,8	251,2	241,3	237,8	228,7	215,5	188,2	176,2	168,8	164,3	159,0	157,7	156,9
14758	266,0	267,3	268,0	268,5	265,9	262,7	251,1	250,6	234,9	234,1	217,2	216,2	198,1	219,3	197,1	181,8	172,5	161,6	159,0	157,6
14760	271,8	273,4	274,3	274,8	274,1	273,1	268,9	263,2	259,4	244,0	236,0	225,5	208,4	182,8	172,7	166,6	162,8	158,5	157,2	156,5
14771	270,2	272,1	273,2	273,8	272,2	270,1	262,1	249,4	237,9	237,1	227,8	214,6	201,3	203,5	187,3	176,3	169,5	161,7	159,7	158,5
14774	271,2	273,3	274,4	275,1	273,3	270,8	267,0	259,7	246,7	245,6	235,2	234,0	219,8	208,3	189,6	177,2	169,5	160,8	158,4	157,1
14801	274,6	277,2	278,5	279,3	277,9	276,0	274,2	272,0	261,5	260,2	249,6	237,3	225,0	204,6	188,5	178,0	171,5	164,2	162,1	160,9
14806	274,6	277,2	278,5	279,2	277,2	274,5	265,1	264,2	258,1	256,5	247,6	236,6	222,3	216,9	197,1	183,3	174,8	165,3	162,5	161,1
14828	277,9	279,7	280,7	281,2	279,9	278,1	271,5	264,9	255,1	243,1	231,5	222,1	210,4	201,6	187,5	178,0	172,1	165,5	163,7	162,7
14831	276,9	278,3	279,1	279,6	278,1	276,1	269,0	264,6	254,1	253,3	242,8	225,4	212,9	203,6	188,6	178,6	172,5	165,5	163,6	162,6
14861	266,6	267,4	267,9	268,3	266,6	264,3	256,1	255,7	244,6	243,9	229,6	216,1	215,4	205,9	189,1	178,1	171,4	163,6	161,7	160,6
14729a	271,4	272,6	273,4	273,8	271,9	269,5	260,8	260,2	248,4	247,5	232,0	217,3	216,1	205,9	187,6	175,6	168,3	159,8	157,6	156,5
14783a	268,4	270,3	271,4	272,1	270,4	268,1	259,7	259,2	247,7	246,8	231,8	217,7	216,5	206,4	188,8	177,2	170,0	161,7	159,5	158,3
14783б	271,1	273,5	274,7	275,5	274,0	271,9	264,1	252,0	244,6	230,4	226,6	225,9	213,2	203,0	186,5	175,4	168,5	160,7	158,6	157,4
14814a	277,2	279,5	280,8	275,8	274,1	272,9	268,5	257,7	255,0	248,4	240,0	227,4	215,1	194,6	182,5	175,0	170,3	165,4	163,6	162,7
14814б	276,0	278,3	279,5	273,7	272,4	271,2	267,0	264,8	257,8	248,9	234,6	222,9	211,4	192,0	181,0	174,2	169,9	165,2	163,6	162,8
14854б	275,6	276,5	277,1	277,5	274,6	270,9	265,0	244,5	226,1	224,7	224,1	223,7	223,3	215,3	204,3	187,8	177,2	165,0	161,9	160,3

Участок 2																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
2432	243	225	207	200	199	199	199	197	197	195	191	186	179	173	167	164	161	159	158	158
24826	237	231	226	221	219	219	218	215	215	211	201	194	185	175	166	159	156	151	150	150

26944	243	228	214	210	210	209	206	206	203	200	197	192	185	176	169	164	161	157	156	156
26945	237	229	220	218	214	208	202	202	199	196	188	183	176	168	161	156	153	150	149	148
26972	236	234	231	231	226	224	224	225	219	211	203	197	188	178	169	163	160	156	155	155
210893	238	239	241	241	242	242	242	242	238	233	224	216	204	190	177	168	163	157	155	154
211016	241	238	236	236	235	235	234	230	225	221	213	206	195	183	172	165	162	156	156	155
211709	235	235	235	226	225	223	217	211	204	199	194	187	179	169	161	156	153	149	148	148
211711	226	184	142	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
211734	237	216	196	196	196	196	196	195	195	195	195	195	194	183	172	164	160	154	153	152
211931	235	225	215	211	211	212	212	212	211	207	204	197	187	176	167	161	157	152	151	150
212024	244	234	224	223	223	223	223	223	222	219	216	208	195	184	174	167	164	159	158	157
Участок 3																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
31П	211	198	192	190	189	189	187	186	185	182	179	175	169	163	157	153	151	148	147	147
32П	231	216	210	208	206	205	204	203	202	199	194	190	181	170	160	154	150	145	145	144
33П	232	204	199	197	196	195	194	192	190	187	184	181	174	166	160	154	151	147	146	146
34П	209	210	203	201	200	199	197	196	193	190	184	179	171	162	153	148	145	141	140	139
35П	227	228	228	228	229	229	229	229	229	229	223	214	200	185	171	162	157	150	149	148
36П	232	233	228	226	224	222	220	217	216	213	207	200	189	176	165	157	153	147	146	145
37П	232	233	234	233	231	230	227	225	221	216	210	203	191	178	166	158	154	148	147	146
38П	228	207	202	200	199	198	197	195	193	189	186	180	173	163	155	150	147	143	142	142
310П	232	218	209	207	206	205	203	202	199	196	191	186	178	169	161	155	152	148	148	147
316П	239	213	204	203	202	201	200	198	196	194	189	185	178	171	164	159	157	154	153	152
318П	232	206	198	197	196	195	194	193	191	188	185	180	175	168	161	157	155	152	151	151
324П	224	216	207	205	204	203	201	200	197	194	188	183	175	166	158	152	149	145	145	144
325П	225	217	208	206	205	204	202	200	198	195	189	184	176	166	158	152	149	145	144	144
326П	214	206	198	197	195	194	193	192	189	186	181	177	169	161	153	148	146	142	141	141
311802	222	223	218	217	215	214	212	210	208	204	198	192	183	172	163	157	154	149	148	148

Прогнозные величины напоров по результатам моделирования

Участок 1																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
12003	2734	2749	2758	2763	2753	2739	2687	2604	2528	2207	2108	2020	1932	1842	1752	1679	1654	1602	1588	1580
14694	2457	2466	2472	2476	2377	2260	1616	1604	1604	1603	1601	1599	1597	1595	1592	1588	1585	1583	1580	1578
14706	2745	2754	2760	2765	2757	2734	2651	2640	2612	2479	2360	2270	2136	2012	1863	1754	1687	1608	1590	1579
14719	2742	2764	2616	2518	2508	2500	2469	2418	2371	2226	2116	2033	1927	1757	1682	1635	1627	1594	1584	1579
14722	2735	2748	2756	2760	2750	2736	2684	2599	2523	2424	2389	2298	2166	1893	1773	1699	1654	1601	1588	1580
14758	2664	2677	2684	2689	2663	2631	2515	2510	2353	2345	2176	2166	1985	2197	1975	1822	1729	1620	1594	1580
14760	2733	2749	2758	2763	2756	2746	2704	2647	2609	2455	2375	2270	2099	1843	1742	1681	1643	1600	1587	1580
14771	2698	2717	2728	2734	2718	2697	2617	2490	2375	2367	2274	2142	2009	2031	1869	1759	1691	1613	1593	1581
14774	2722	2743	2754	2761	2743	2718	2680	2607	2477	2466	2362	2350	2208	2093	1906	1782	1705	1618	1594	1581
14801	2719	2745	2758	2766	2752	2733	2715	2693	2588	2575	2469	2346	2223	2019	1858	1753	1688	1615	1594	1582
14806	2717	2743	2756	2763	2743	2716	2622	2613	2552	2536	2447	2337	2194	2140	1942	1804	1719	1624	1596	1582
14828	2732	2750	2760	2765	2752	2734	2668	2602	2504	2384	2268	2174	2057	1969	1828	1733	1674	1608	1590	1580
14831	2722	2736	2744	2749	2734	2714	2643	2599	2494	2486	2381	2207	2082	1989	1839	1739	1678	1608	1589	1579
14861	2638	2646	2651	2655	2638	2615	2533	2529	2418	2411	2268	2133	2126	2031	1863	1753	1686	1608	1589	1578
14729a	2729	2741	2749	2753	2734	2710	2623	2617	2499	2490	2335	2188	2176	2074	1891	1771	1698	1613	1591	1580
14783a	2682	2701	2712	2719	2702	2679	2595	2590	2475	2466	2316	2175	2163	2062	1886	1770	1698	1615	1593	1581
147836	2719	2743	2755	2763	2748	2727	2649	2528	2454	2312	2274	2267	2140	2038	1873	1762	1693	1615	1594	1582
14814a	2726	2749	2762	2712	2695	2683	2639	2531	2504	2438	2354	2228	2105	1900	1779	1704	1657	1608	1590	1581
148146	2713	2736	2748	2690	2677	2665	2623	2601	2531	2442	2299	2182	2067	1873	1763	1695	1652	1605	1589	1581
148546	2732	2741	2747	2751	2722	2685	2626	2421	2237	2223	2217	2213	2209	2129	2019	1854	1748	1626	1595	1579
Участок 2																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
2432	2490	2330	2170	2107	2098	2098	2091	2072	2070	2051	2010	1965	1898	1834	1779	1740	1719	1691	1684	1680
24826	2512	2458	2404	2355	2340	2340	2328	2294	2292	2259	2154	2089	1998	1893	1802	1739	1705	1659	1649	1642
26944	2517	2371	2224	2189	2189	2177	2148	2146	2119	2090	2060	2012	1937	1852	1777	1726	1698	1660	1652	1647
26945	2519	2436	2352	2333	2293	2228	2171	2166	2141	2113	2032	1981	1911	1830	1758	1709	1682	1647	1639	1634
26972	2444	2418	2393	2393	2341	2326	2327	2327	2274	2196	2116	2048	1960	1861	1775	1717	1686	1641	1634	1628

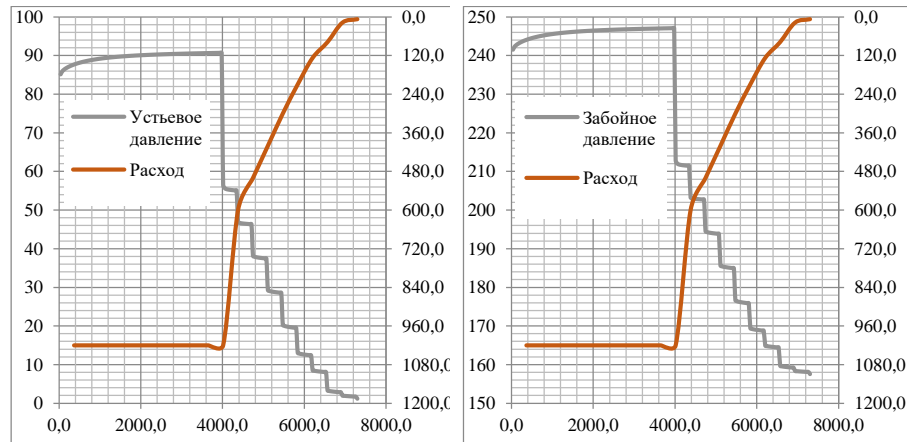
210893	2484	2500	2516	2521	2524	2526	2528	2530	2491	2442	2352	2267	2148	2007	1881	1791	1739	1678	1659	1649
211016	2499	2476	2452	2450	2441	2442	2427	2387	2344	2301	2218	2147	2041	1919	1815	1745	1708	1656	1648	1641
211709	2505	2506	2508	2413	2409	2384	2325	2267	2193	2147	2100	2027	1942	1847	1765	1711	1682	1641	1636	1631
211711	2432	2010	1589	1580	1579	1579	1580	1580	1581	1581	1582	1582	1582	1582	1582	1581	1581	1580	1580	1579
211734	2492	2288	2084	2083	2085	2087	2089	2074	2072	2073	2074	2074	2069	1960	1849	1769	1724	1668	1652	1644
211931	2493	2394	2296	2254	2256	2258	2260	2261	2248	2216	2180	2114	2008	1903	1812	1748	1711	1666	1653	1645
212024	2513	2412	2311	2298	2299	2300	2301	2302	2293	2264	2225	2146	2020	1905	1806	1740	1704	1655	1647	1640
Участок 3																				
№ скв.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
31П	2220	2089	2029	2015	2007	2000	1989	1978	1962	1938	1901	1862	1806	1740	1682	1642	1620	1591	1584	1579
32П	2485	2333	2270	2250	2235	2222	2212	2203	2195	2163	2118	2073	1986	1873	1777	1712	1678	1628	1620	1613
33П	2476	2193	2141	2124	2112	2102	2096	2080	2057	2023	2000	1966	1897	1819	1754	1699	1669	1628	1621	1615
34П	2312	2318	2248	2231	2219	2208	2192	2177	2153	2119	2065	2011	1931	1837	1756	1700	1670	1629	1621	1615
35П	2392	2402	2404	2405	2407	2408	2409	2410	2410	2410	2352	2262	2126	1969	1834	1742	1694	1625	1614	1606
36П	2473	2483	2437	2414	2395	2379	2354	2330	2316	2285	2226	2155	2047	1919	1810	1729	1685	1625	1614	1606
37П	2468	2478	2482	2474	2456	2440	2415	2392	2358	2308	2244	2175	2058	1922	1805	1725	1683	1623	1613	1606
38П	2434	2219	2176	2157	2145	2134	2118	2103	2081	2047	2010	1957	1878	1787	1708	1653	1624	1584	1576	1570
310П	2424	2280	2190	2171	2159	2149	2133	2117	2095	2062	2009	1957	1879	1788	1709	1655	1626	1585	1578	1572
316П	2491	2239	2148	2131	2122	2114	2101	2088	2069	2042	1998	1954	1889	1812	1746	1700	1674	1640	1633	1628
318П	2441	2185	2103	2089	2080	2073	2061	2050	2033	2008	1968	1928	1869	1799	1738	1696	1673	1642	1635	1630
324П	2380	2297	2208	2190	2178	2167	2151	2135	2112	2078	2024	1971	1891	1798	1718	1663	1634	1593	1586	1581
325П	2393	2313	2222	2201	2188	2177	2161	2145	2122	2087	2033	1978	1898	1803	1721	1665	1634	1593	1584	1578
326П	2304	2230	2149	2133	2122	2113	2098	2084	2063	2032	1982	1933	1860	1775	1702	1652	1625	1588	1581	1576
311802	2391	2396	2354	2336	2322	2310	2291	2273	2247	2208	2147	2086	1995	1890	1800	1739	1707	1662	1654	1649

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

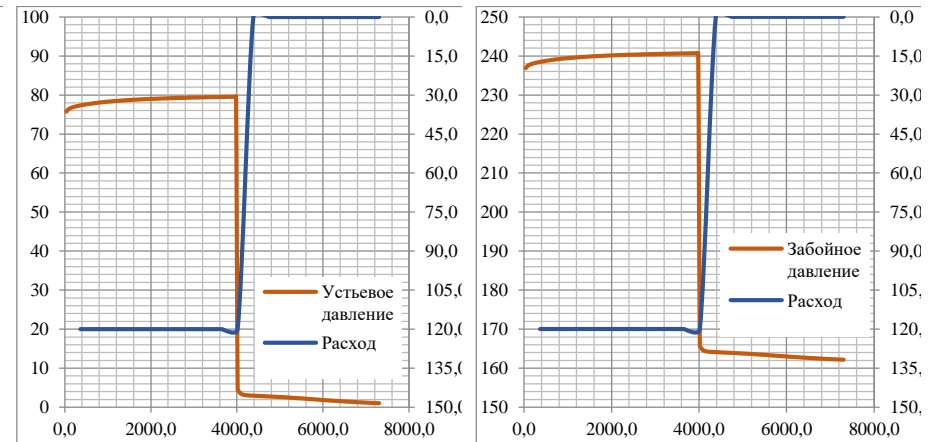
Изменения устьевое и забойное давления (в атм – левая ось ординат) и расхода (в м³/сут – правая ось ординат) на скважинах во времени (в сут – ось абсцисс) при условии не превышения 90 атмосфер на устье

Участок 1

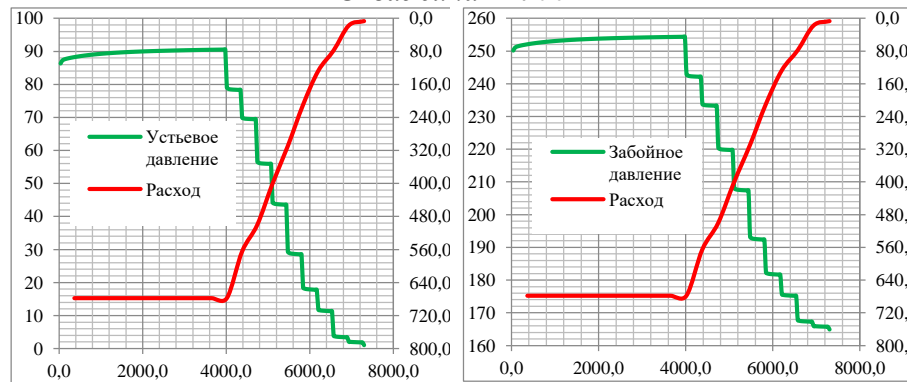
Скважина 12003



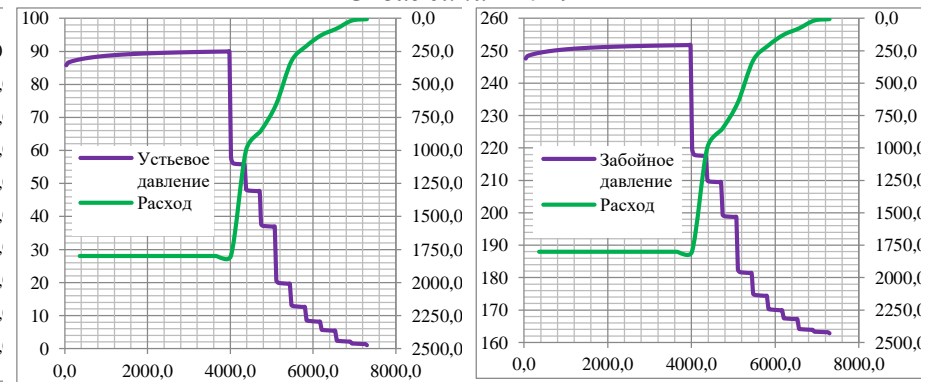
Скважина 14694



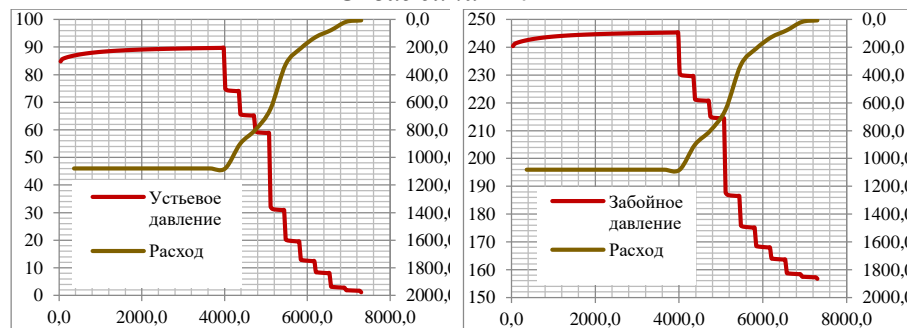
Скважина 14706



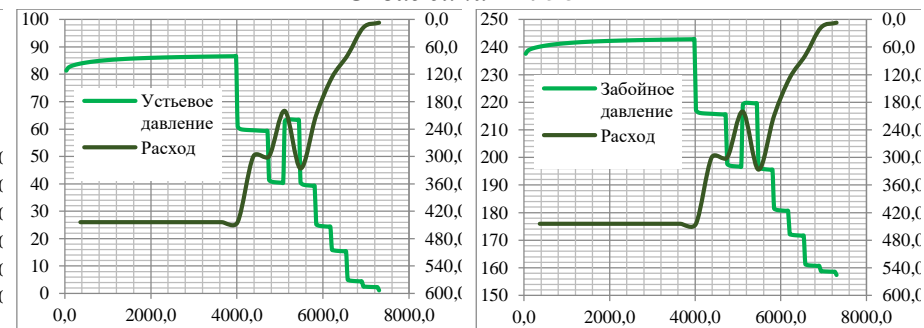
Скважина 14719



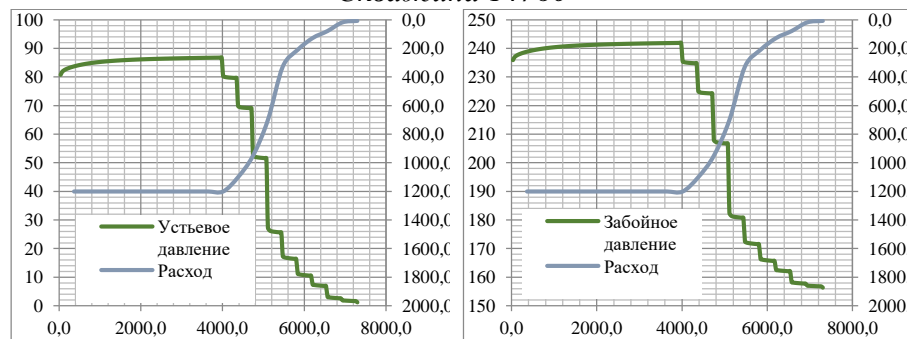
Скважина 14722



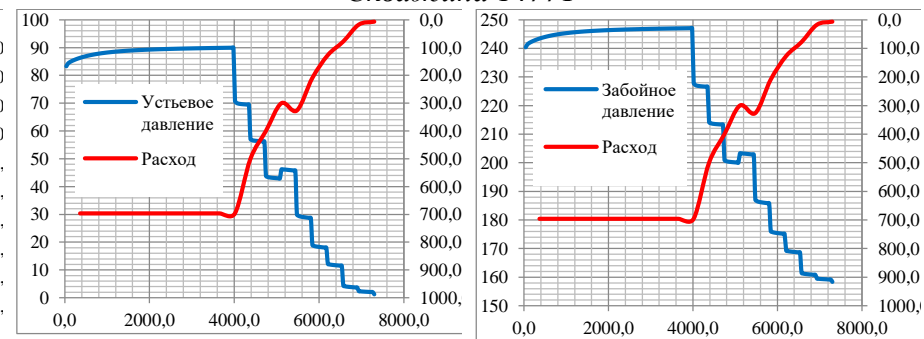
Скважина 14758



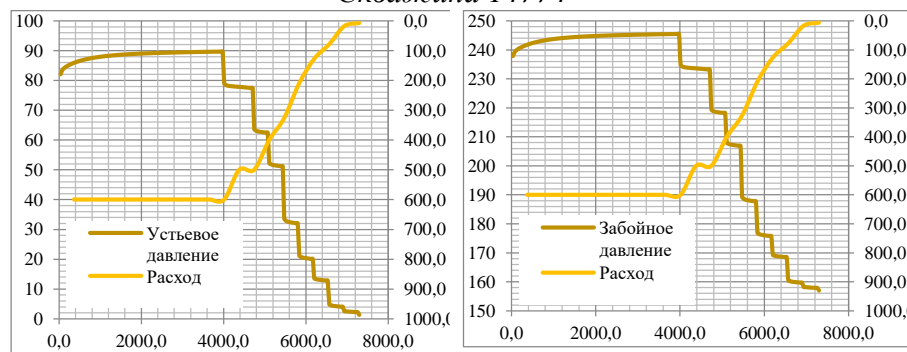
Скважина 14760



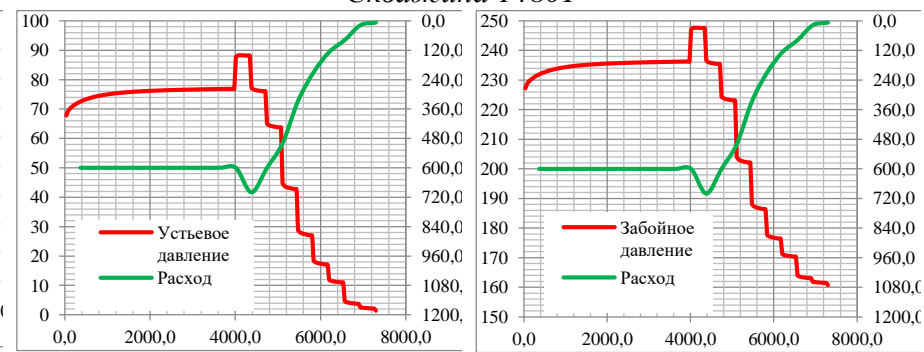
Скважина 14771



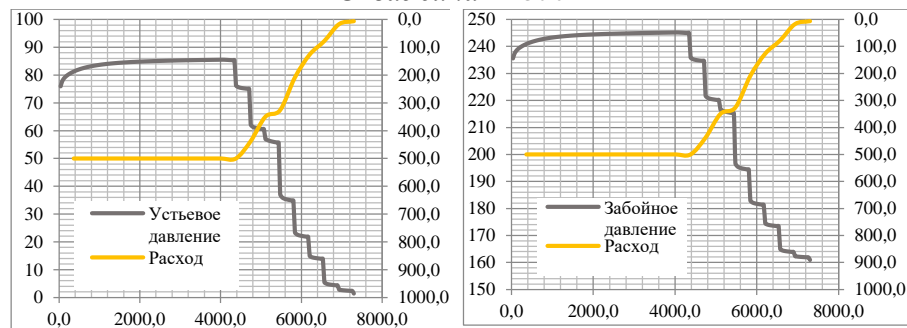
Скважина 14774



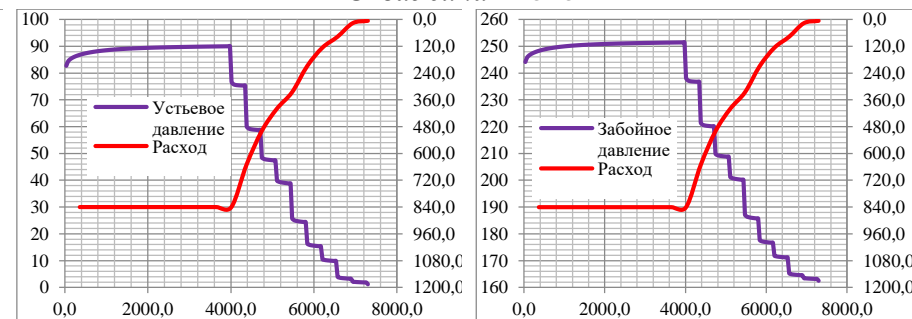
Скважина 14801



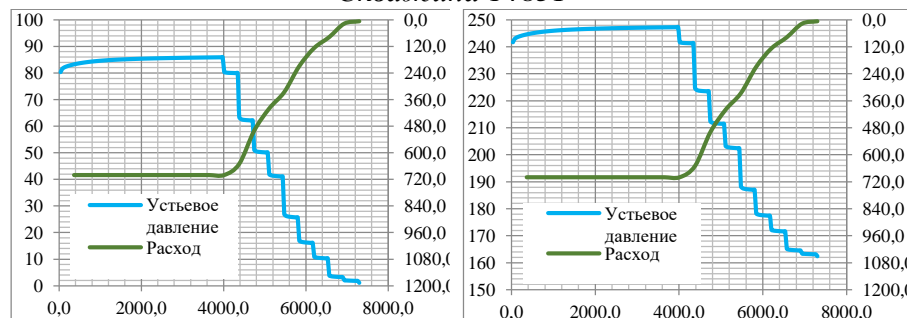
Скважина 14806



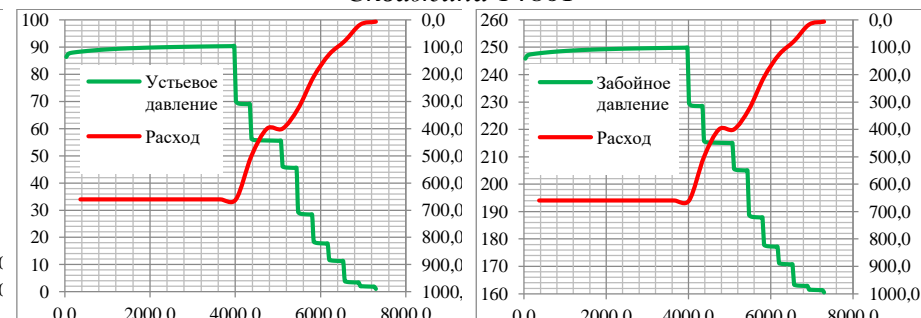
Скважина 14828



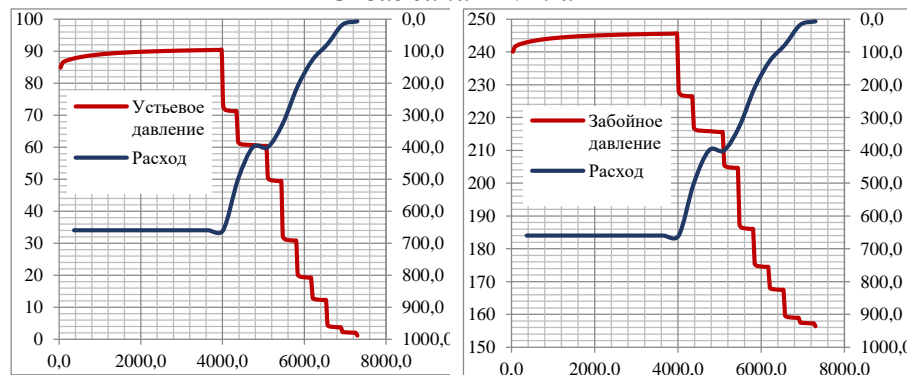
Скважина 14831



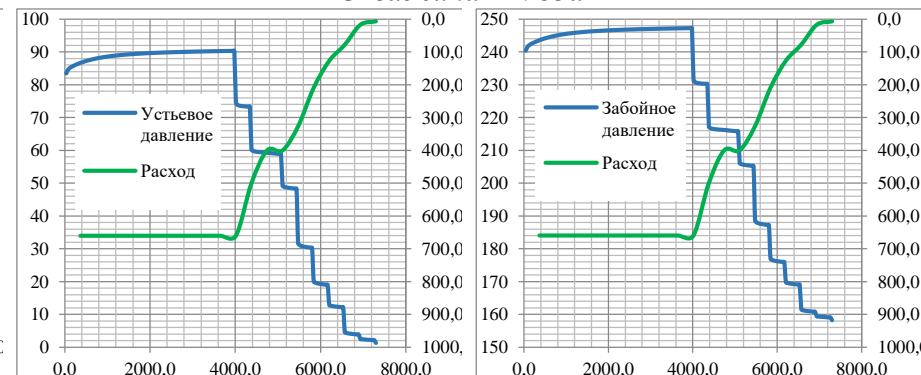
Скважина 14861



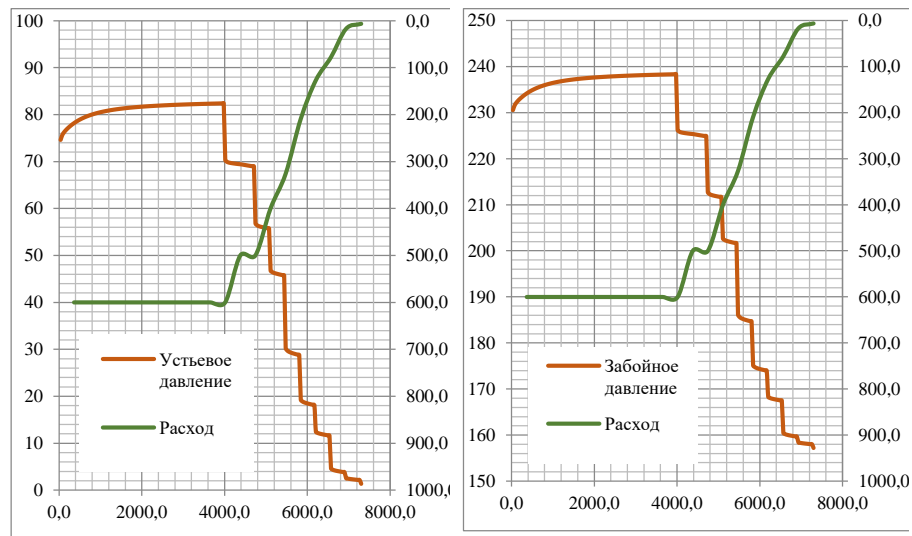
Скважина 14729a



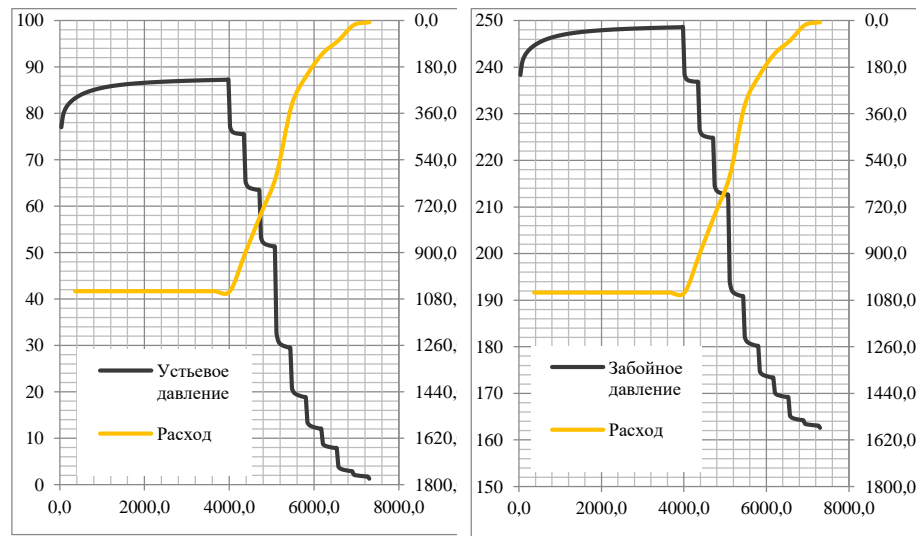
Скважина 14783a



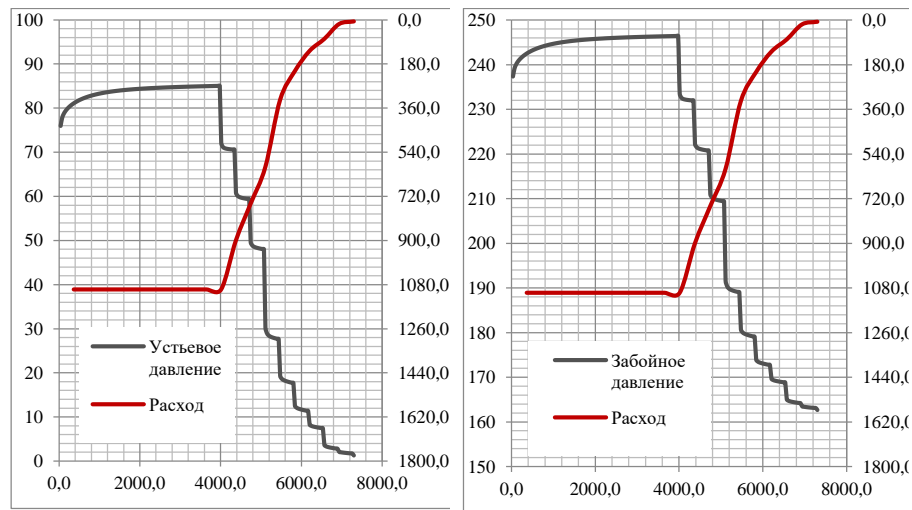
Скважина 14783б



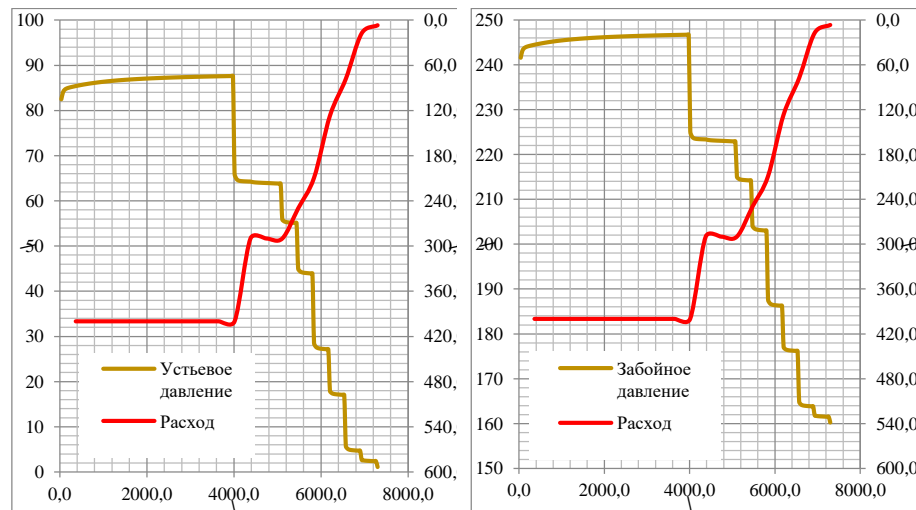
Скважина 14814а



Скважина 14814б

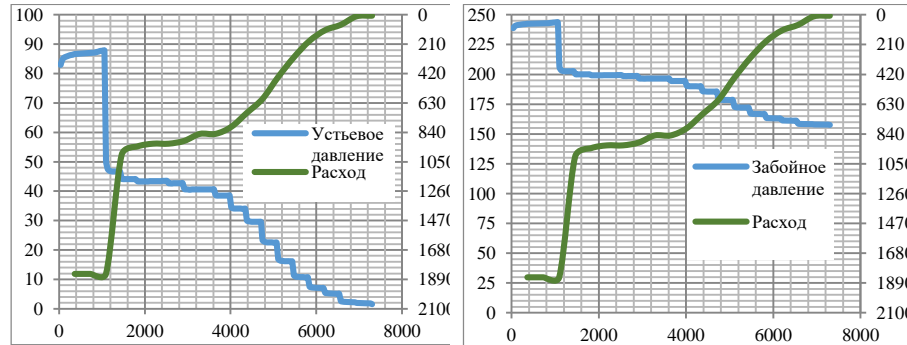


Скважина 14854б

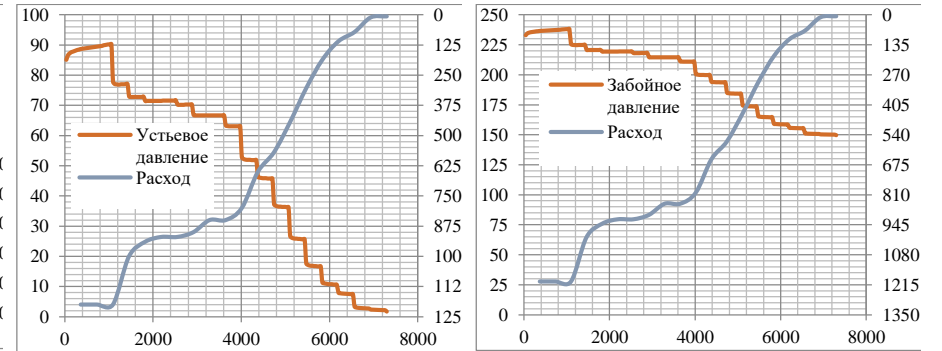


Участок 2

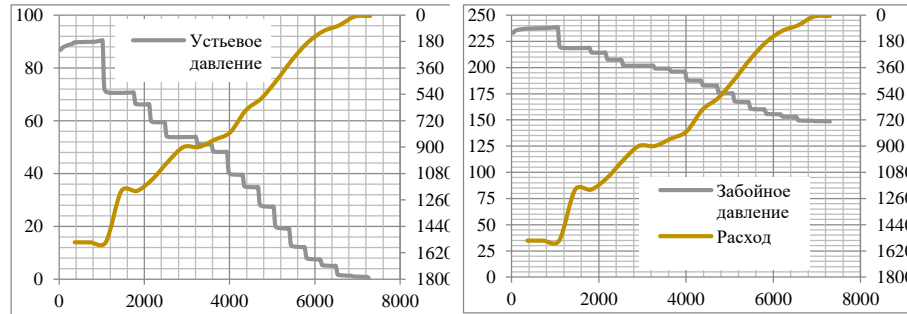
Скважина 2432



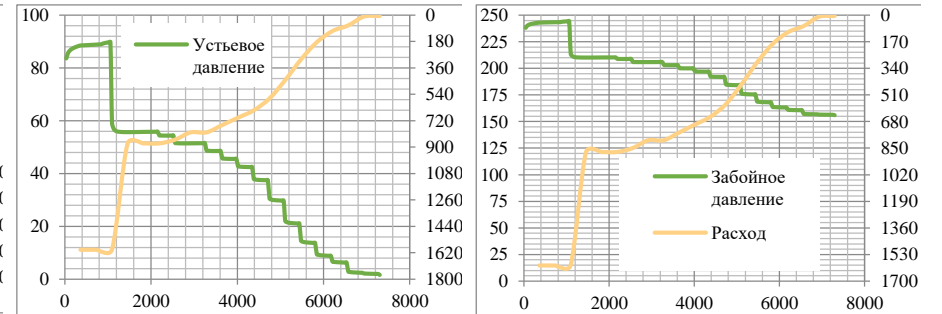
Скважина 24826



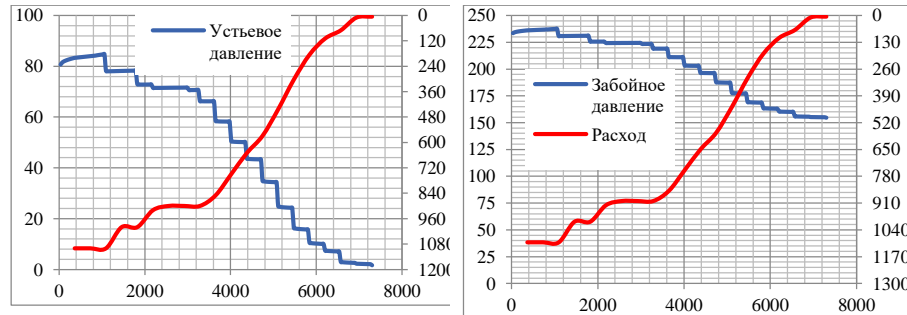
Скважина 26945



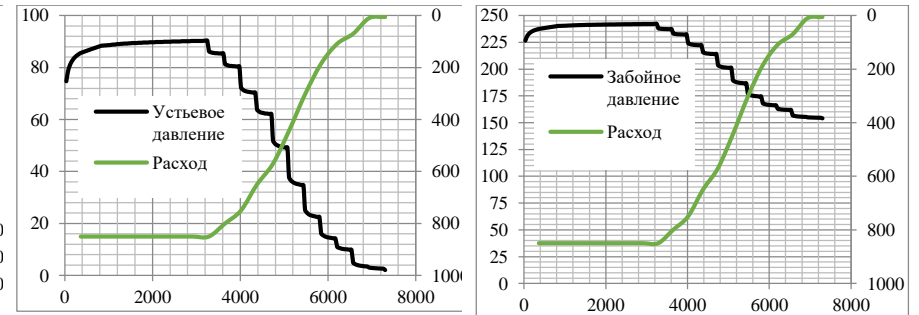
Скважина 26944



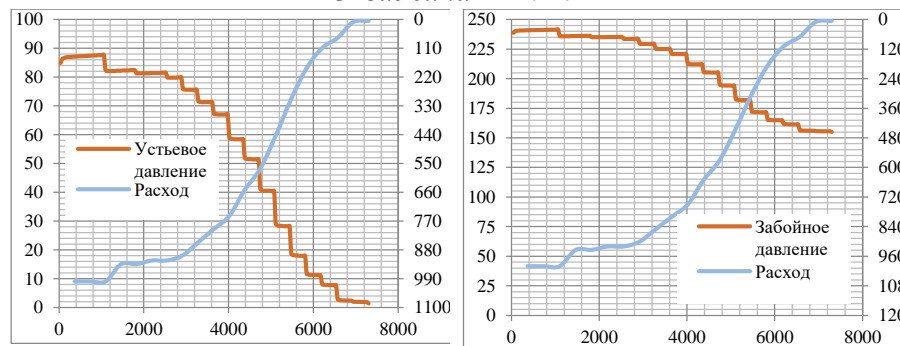
Скважина 26972



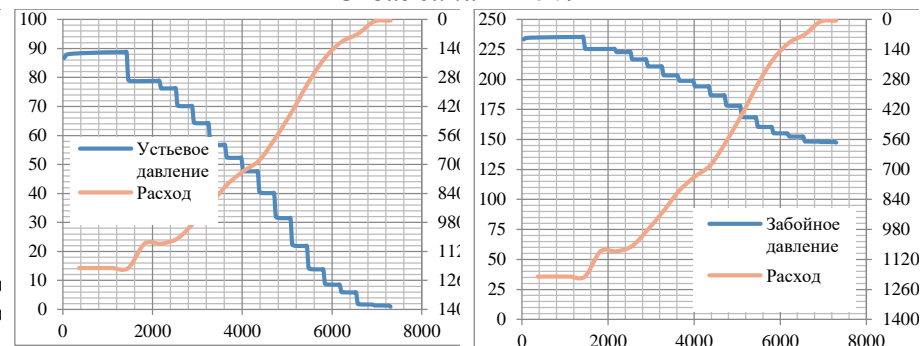
Скважина 210893



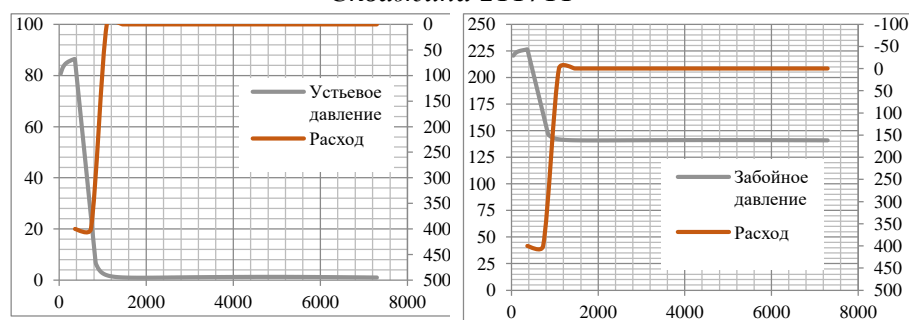
Скважина 211016



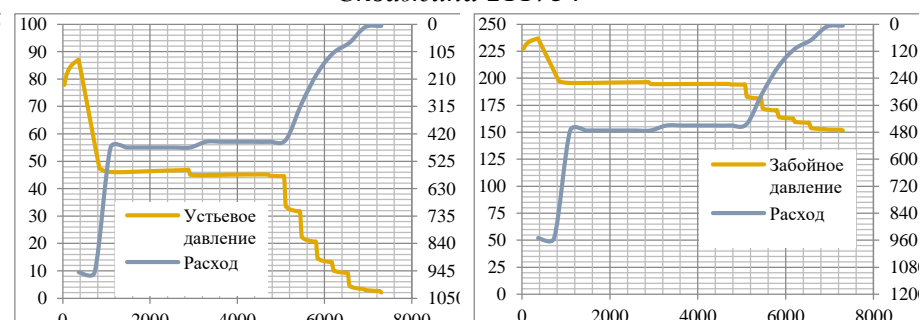
Скважина 211709



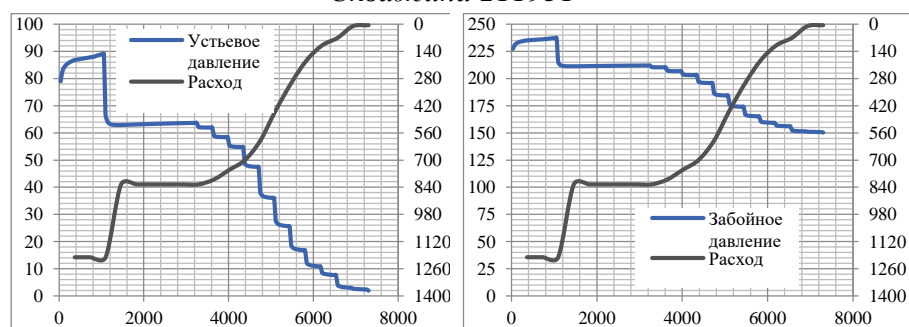
Скважина 211711



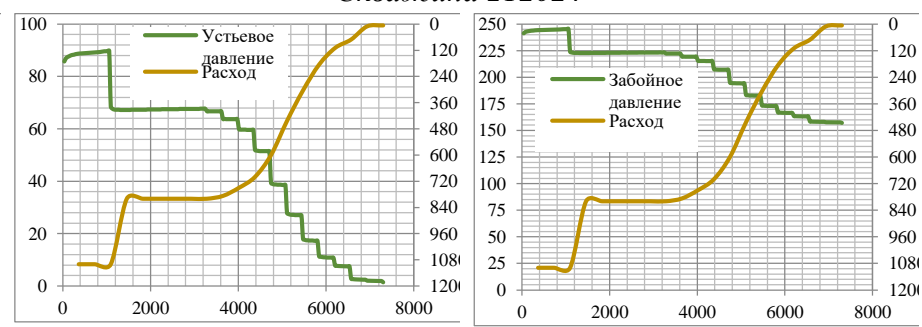
Скважина 211734



Скважина 211931

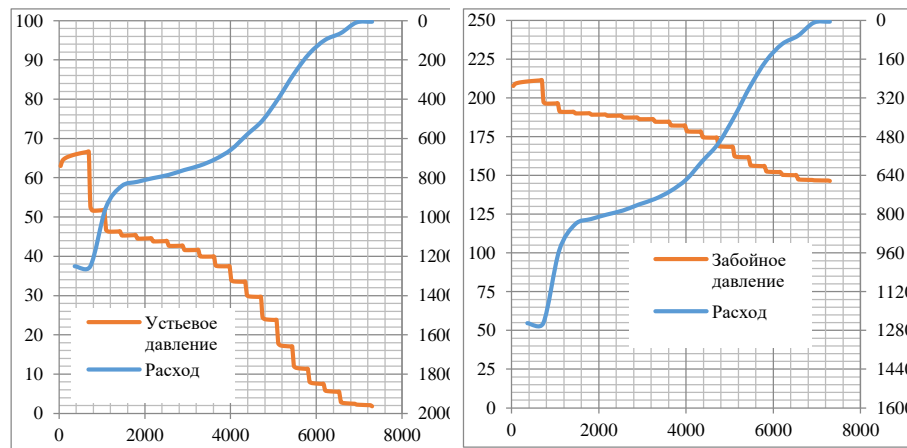


Скважина 212024

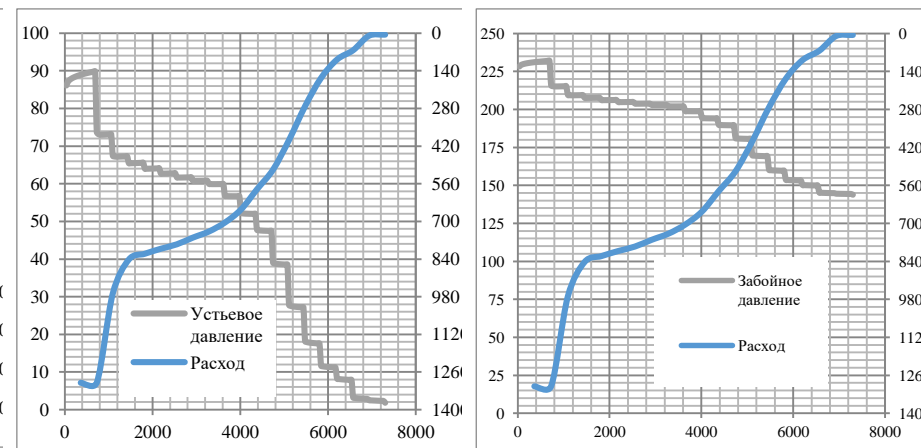


Участок 3

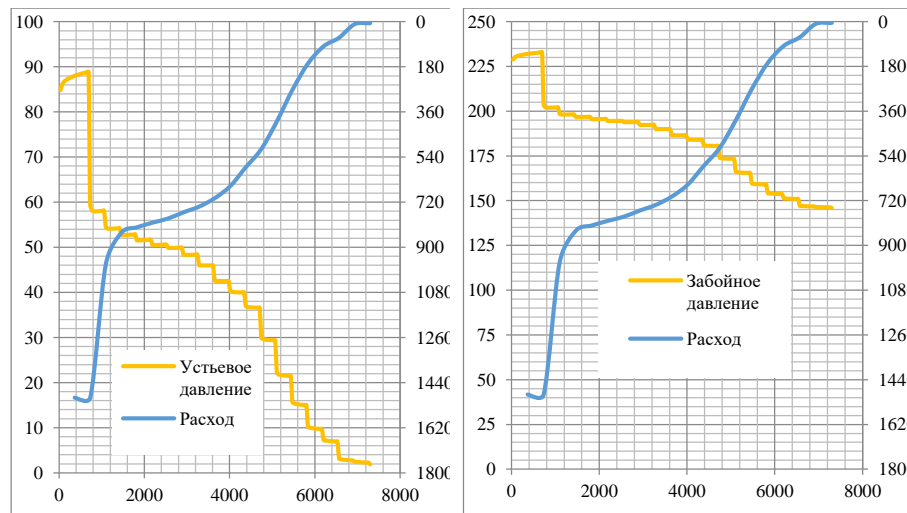
Скважина 31П



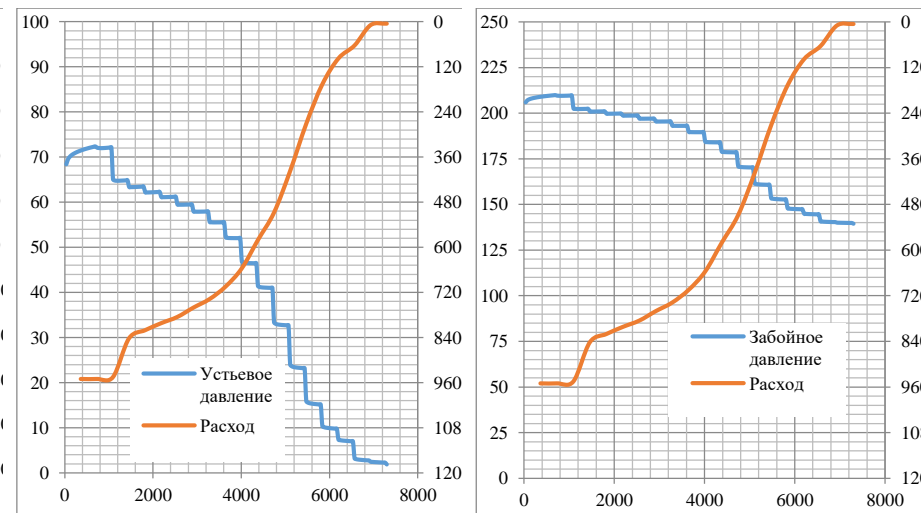
Скважина 32П



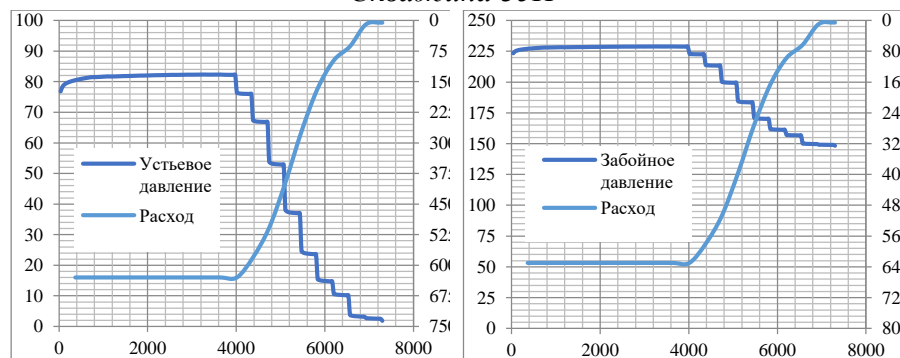
Скважина 33П



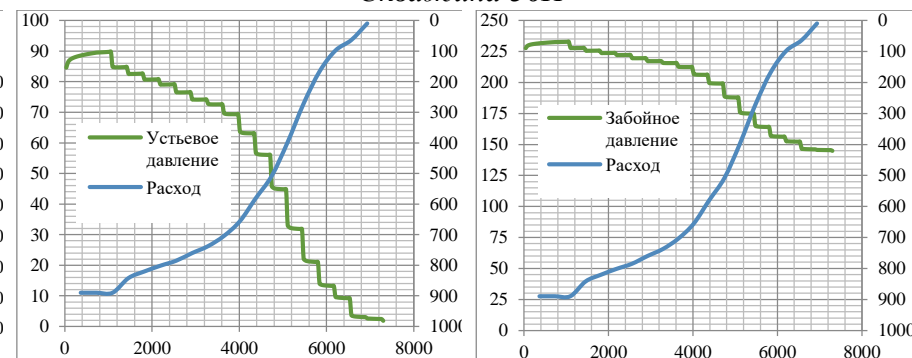
Скважина 34П



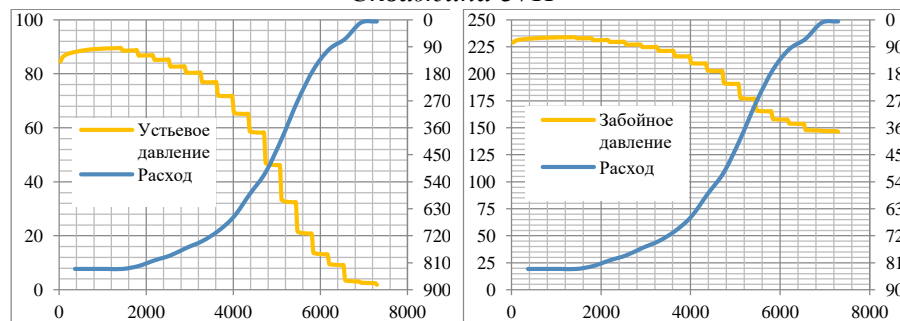
Скважина 35П



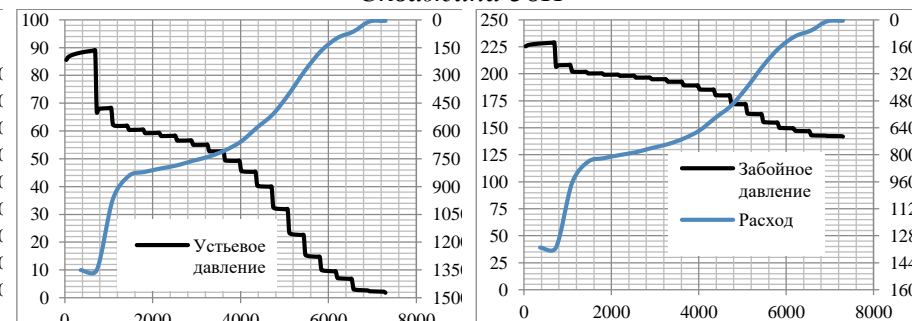
Скважина 36П



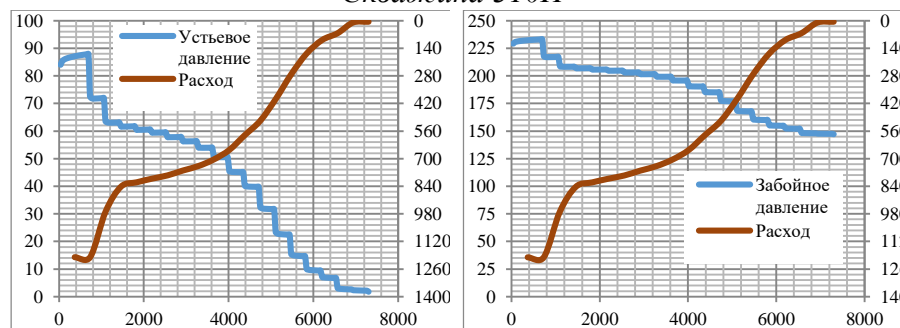
Скважина 37П



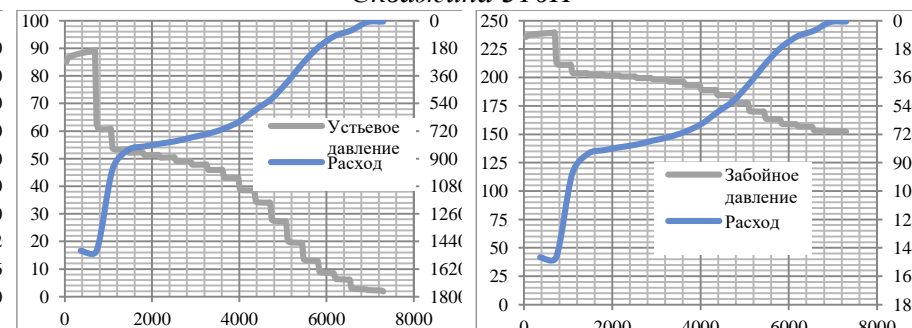
Скважина 38П



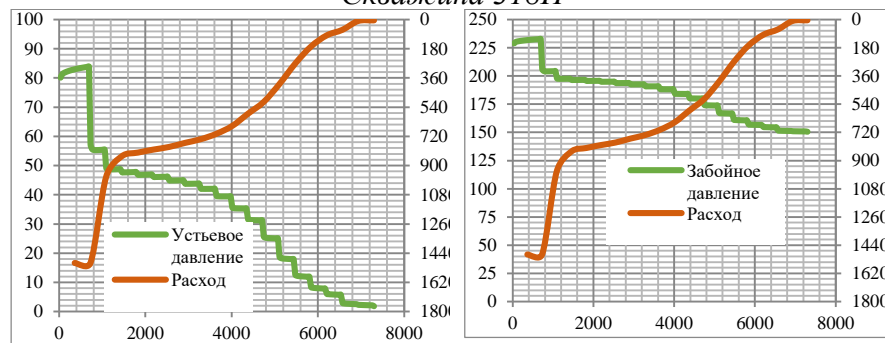
Скважина 310П



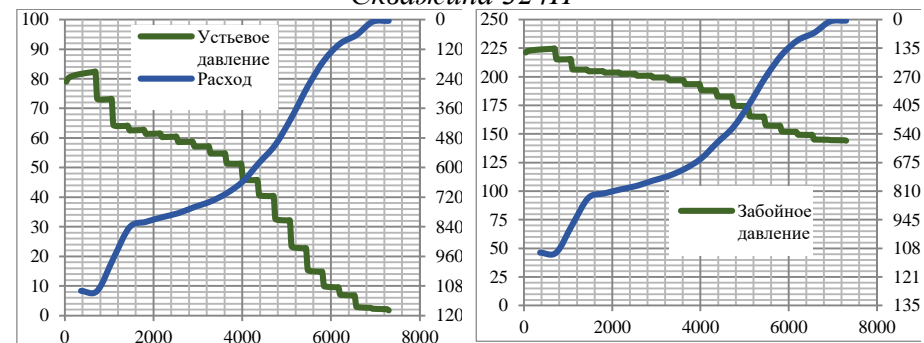
Скважина 316П



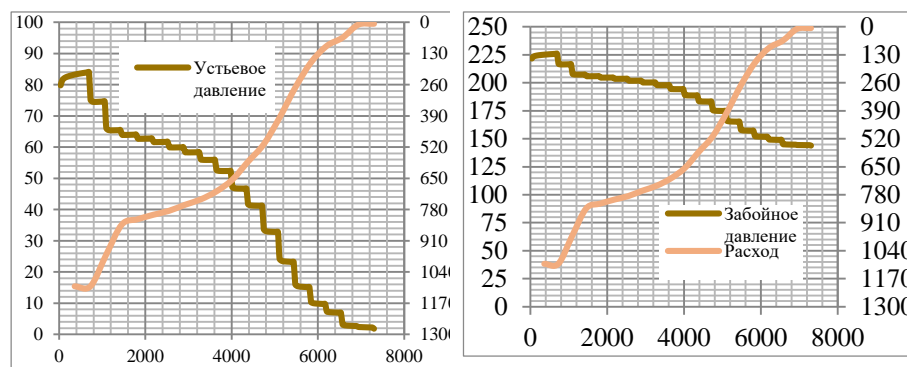
Скважина 318П



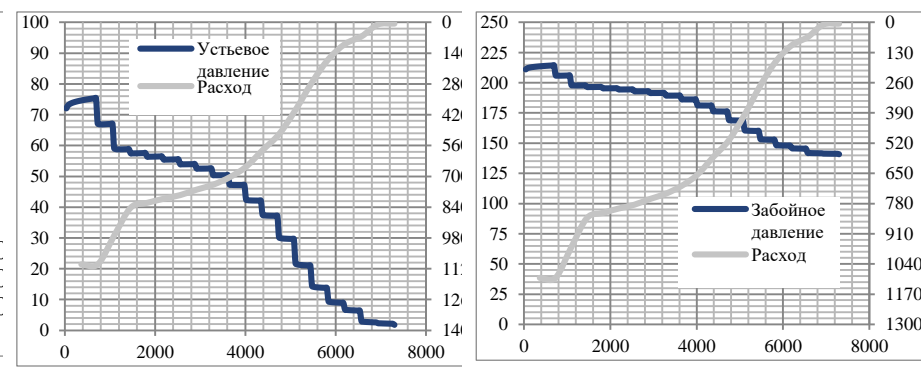
Скважина 324П



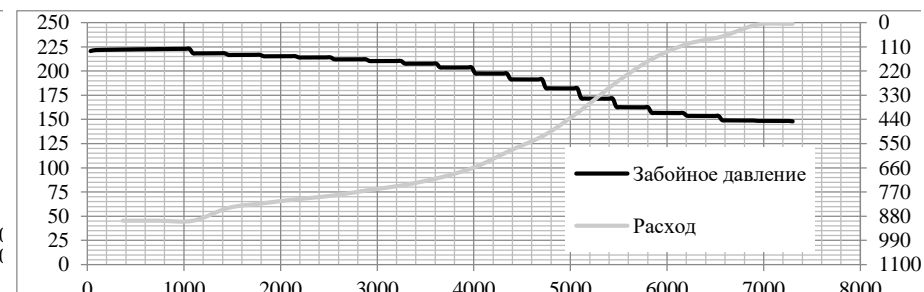
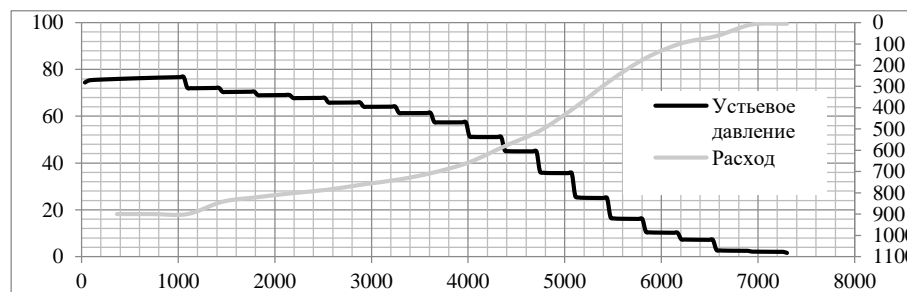
Скважина 325П



Скважина 326П

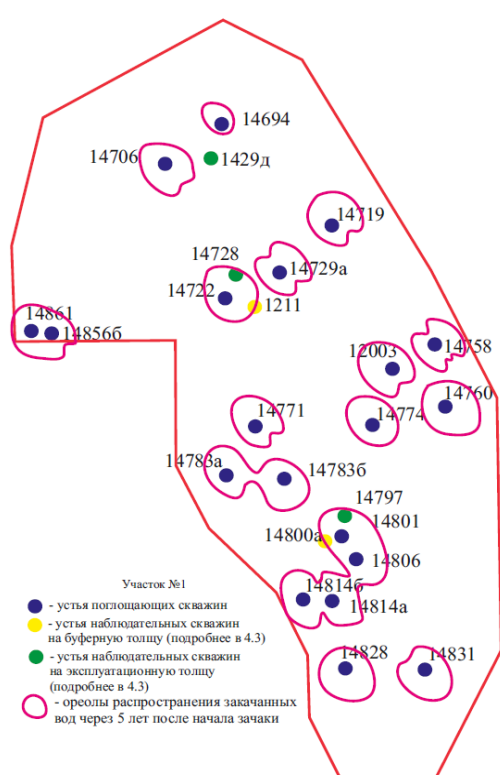


Скважина 11802

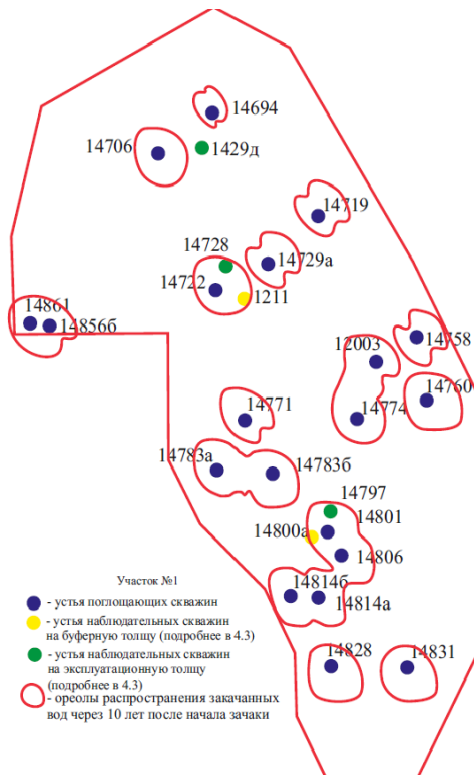


ПРИЛОЖЕНИЕ 11

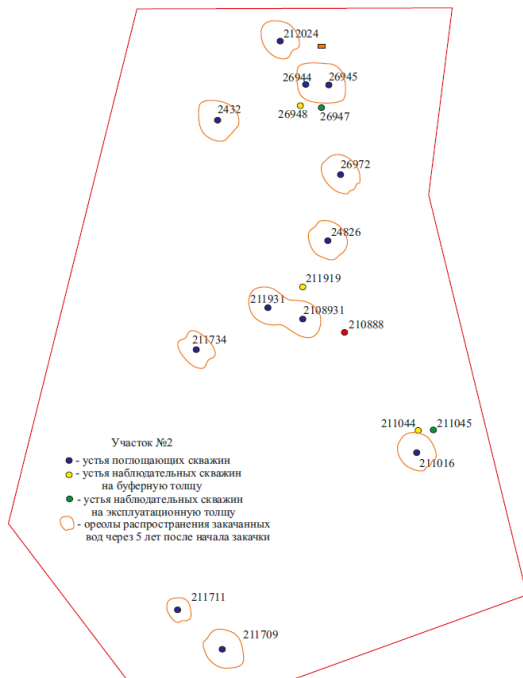
Ореолы распространения закачанных вод



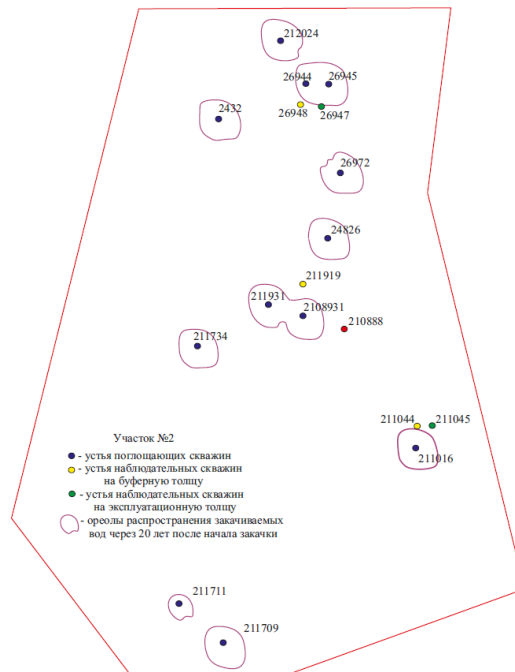
Через 5 лет после начала закачки (участок №1)



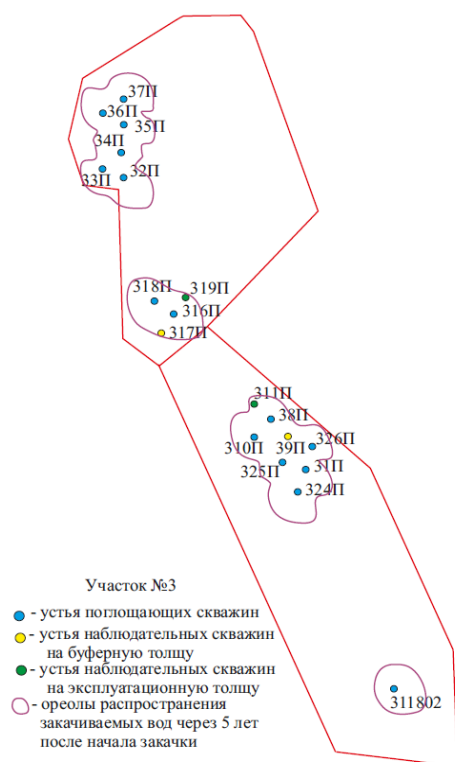
Через 20 лет после начала закачки (участок №2)



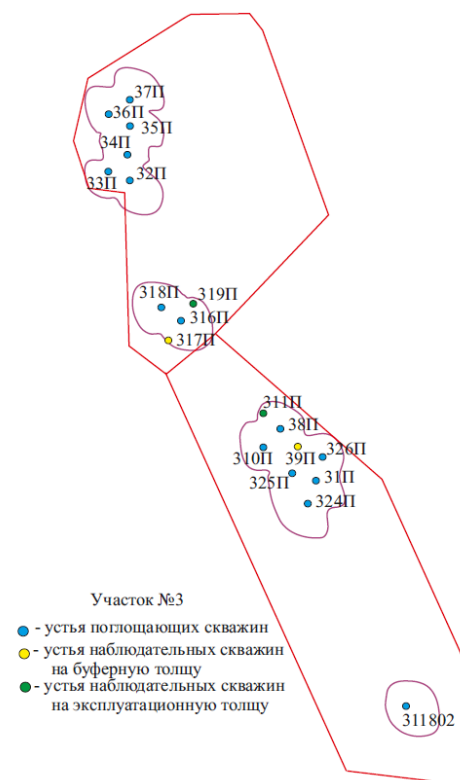
Через 5 лет после начала закачки (участок №2)



Через 20 лет после начала закачки (участок №2)



Через 5 лет после начала закачки (участок №3)



Через 20 лет после начала закачки (участок №3)